

INTERPRETACIÓN DE ENSAYOS CON TRAZADORES EN RECUPERACIÓN SECUNDARIA DE PETRÓLEO EMPLEANDO PLANILLAS DE CÁLCULO. CUENCA NEUQUINA, ARGENTINA

Ezequiel Álvarez Gómez¹, Ezequiel Balé¹, Lisandro Burgués¹, Carlos Somaruga¹

1: Universidad Nacional del Comahue.

eze0602@hotmail.com, ezebale@hotmail.com, lisandrobargues@yahoo.com.ar, csomarug@gmail.com

Palabras clave: trazadores, recuperación secundaria de petróleo, planillas de cálculo, líneas de corriente, evaluación de reservorios

ABSTRACT

Interpretation of interwell tracer records from waterflooding oil reservoirs using spreadsheets. Neuquina Basin, Argentina

This paper presents a methodology based on the use of conventional worksheets to analyze and interpret interwell tracer records from waterflooding oil reservoirs, evaluating injection flow characteristics and reservoir parameters such as:

1. Distribution of the injected flow and volumes contacted by the injection.
2. Streamlines for different injection patterns: five spot, inverted seven-spot, direct line drive. Evolution of the advancing front.
3. Anisotropy
4. Heterogeneity
5. Sweep evolution
6. Effective permeability in contacted volume

The interpretation is based on a simulation, fully implemented on a spreadsheet. The methodology developed is a daily, accessible and easy tool for the interpretation of tracer records by the reservoir engineer. Finally an analysis of a real case is shown.

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 en los pozos productores 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 inyectoros 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.

ENSAYOS CON TRAZADORES EN RECUPERACIÓN SECUNDARIA

Un trazador es una sustancia dueña de ciertas cualidades que le otorgan su capacidad trazadora. Para ser usado en un ensayo de recuperación secundaria de petróleo un trazador debiera cumplir con los siguientes requisitos:

- Ser resistente a las condiciones de presión y temperatura del reservorio
- No sufrir degradación por los microorganismos presentes en el medio
- No interaccionar físicamente con las otras fases presentes en el reservorio (roca, petróleo y gas)
- No reaccionar químicamente con las sustancias presentes en las distintas fases
- No encontrarse con anterioridad en el agua de inyección (en concentraciones apreciables)
- Ser detectable en bajas concentraciones (del orden de las ppm o ppb)
- No contaminar el medio por períodos prolongados ni afectar a seres vivos
- Estar disponible en el mercado y ser relativamente económico

Este tipo de ensayo con trazadores consiste en inyectar cierta cantidad de trazador junto con el agua que se introduce en un pozo inyector (o en un determinado mandril, si la inyección es selectiva). Luego se toman muestras de agua en los pozos productores ubicados en la malla del pozo inyector y se procesan con el objetivo de obtener valores de concentración del trazador inyectado. Después de cierto tiempo de muestreo y mediciones se pueden calcular y graficar los siguientes parámetros, que son la base para la interpretación de los resultados obtenidos.

Fracción de trazador recuperado por metro cúbico de agua producida

Es la masa de trazador que se extrae por metro cúbico de agua producida en un pozo productor, respecto a la masa de trazador inyectado en el pozo inyector.

$$f_{rec-m3} = \frac{C_{trazador}}{m_{inyectada}} \quad (1)$$

Fracción de trazador recuperado por día

Es la masa de trazador que se extrae por día en un pozo productor, respecto a la masa de trazador inyectado en el pozo inyector.

$$f_{rec-día} = \frac{q_{producido} C_{trazador}}{m_{inyectada}} \quad (2)$$

Fracción acumulada de trazador recuperado

Es la masa de trazador recuperado en el pozo, respecto al total inyectado en el pozo inyector.

$$f_{rec-acum} = \int_0^t \frac{q_{producido} C_{trazador}}{m_{inyectada}} dt \quad (3)$$

Volumen acuatizado contactado

Es el volumen poral contactado por el fluido en su camino desde el pozo inyector hacia el productor.

$$V_{contactado} = \frac{m_{recuperada}}{m_{inyectada}} q_{inyector} (mandril) t_{medio} \quad (4)$$

A partir de estos parámetros es posible identificar casos de canalización y evaluar:

- La distribución del flujo de inyección, es decir, el porcentaje del caudal inyectado que se transporta por cada canal
- El volumen poral acuatizado de las canalizaciones

LÍNEAS DE CORRIENTE

Programación

Para iniciar con la programación de las líneas de corriente es necesario definir que el reservorio se comporta como un medio poroso homogéneo e isótropo, en el cual la velocidad media del agua inyectada en un pozo es proporcional al caudal de dicho pozo e inversamente proporcional al espesor de la capa, a la porosidad efectiva y a la distancia entre el punto analizado y el pozo.

$$\vec{V}_{mediadelagua} = \frac{q}{2\pi r h \phi (1-S_{or})} * \check{r} \quad (5)$$

Si se plantea que el agua viaja desde un pozo inyector a uno productor, cada punto se verá afectado por ambos pozos, por lo tanto, habrá que sumar dos velocidades. A medida que el agua se aleja del inyector (r aumente), la velocidad disminuye en forma proporcional al alejamiento, hasta el punto medio entre el inyector y el productor. En ese momento comienza la zona de succión, aumentando las velocidades. Se puede trabajar análogamente cuando se analiza un *pattern* de inyección, utilizando el principio de superposición, es decir sumando las cantidades vectoriales de las velocidades de cada pozo presente. Se analizarán tres *patterns* de inyección: *direct line drive*, *five spot*, *inverted-seven spot*, los cuales son los más utilizados, debido a que el *seven spot* y el *nine spot* tienen la desventaja de contar con una gran cantidad de pozos inyectores.

Para comenzar la simulación de líneas de corriente se necesita de un método numérico, ya que se utiliza una planilla de cálculo y no un software diseñado para la ocasión. El método consiste en establecer n “semillas” (según lo desee el usuario) que salgan de un pozo inyector y se dirijan a los pozos productores. Es preciso establecer puntos de red, los cuales son los puntos en los cuales se recalcula la velocidad. Entre dos puntos de red existe un intervalo de tiempo llamado tamaño de paso. Cuanto mayor es la cantidad de puntos de red que se tenga (menor el tamaño de paso), mayor será la precisión de las coordenadas que forman las líneas de corriente, pero a la vez mayor es la masa de datos con la que se trabaja volviendo más lento el cálculo. Para tener una buena precisión y minimizar los recursos conviene que el paso no sea fijo, sino que sea inversamente proporcional a la velocidad. A velocidades altas será necesario un paso pequeño para evitar la divergencia de la línea de corriente, mientras que para velocidades pequeñas no es necesario un paso pequeño. Finalmente, si se elige un tamaño de paso $\Delta t = \frac{\sqrt{2}}{v}$ cada semilla avanzará siempre una distancia de $\sqrt{2}$ metros siguiendo la dirección del vector velocidad formando una línea de corriente. Las n semillas saldrán del pozo inyector en todas las direcciones. Si se asume que el pozo es circular, las semillas estarán dispuestas sobre una circunferencia separadas entre sí por una distancia sobre el arco igual a $2\pi/n$. Se busca un equilibrio en la cantidad de semillas para tener una relación conveniente entre el grado de visualización y la cantidad de recursos utilizados.

Las variables que pueden modificarse libremente para el cálculo son:

- Porosidad efectiva
- Espesor de la capa analizada
- Cantidad de semillas
- Posición de los pozos inyectores y productores, de esta forma se arman los *patterns*
- Caudales de agua en los pozos inyectores y productores

Aplicación

Con esta planilla no solo se puede encontrar las líneas de corriente para distintos *patterns* de inyección en un medio homogéneo, sino que también se puede conocer el frente de avance del

trazador en una capa acuatizada y el tiempo de irrupción en cada pozo productor.

El frente de avance del trazador se obtiene utilizando un criterio de frenado. Si para cada posición de la semilla se calcula el tiempo acumulado desde el inicio, entonces se podrá ubicar temporalmente a las mismas. Si se utiliza una función condicional en la planilla de cálculo de tal manera que el tiempo acumulado de cada semilla sea menor a un valor elegido por el usuario, se podrá conocer y ver gráficamente el frente de avance para dicho tiempo. Asignándole valores a esta celda también se puede conocer el tiempo de irrupción, dicho de otra manera, el tiempo en el cual el trazador irrumpe en un pozo productor.

A continuación se presentan los gráficos obtenidos con las planillas de cálculo: las líneas de corriente de los 3 *patterns* de inyección analizados y el frente de avance del trazador en un *pattern five spot* balanceado (Figuras 1 y 2).

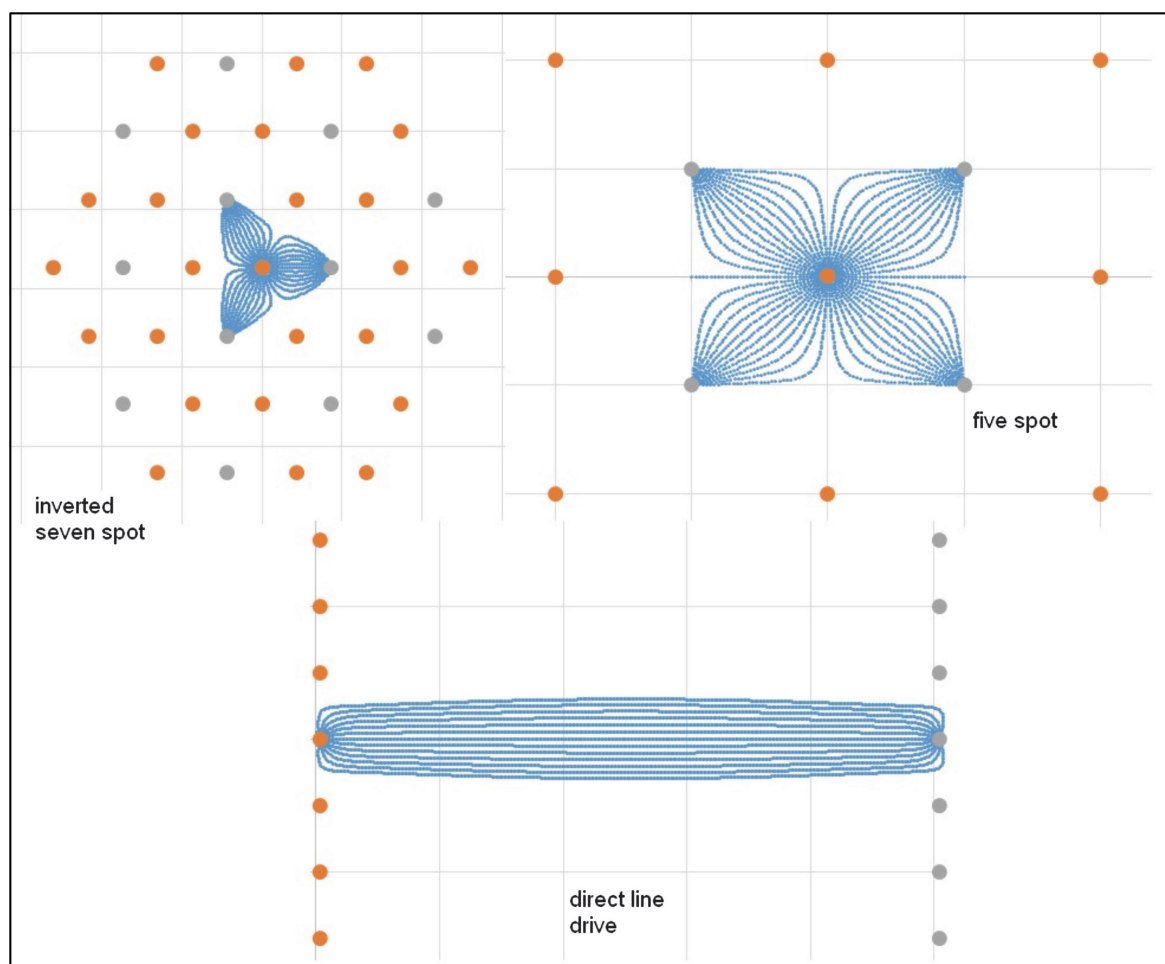


Figura 1. Líneas de corriente para los *patterns*: *inverted seven spot*, *five spot* y *direct line drive*.

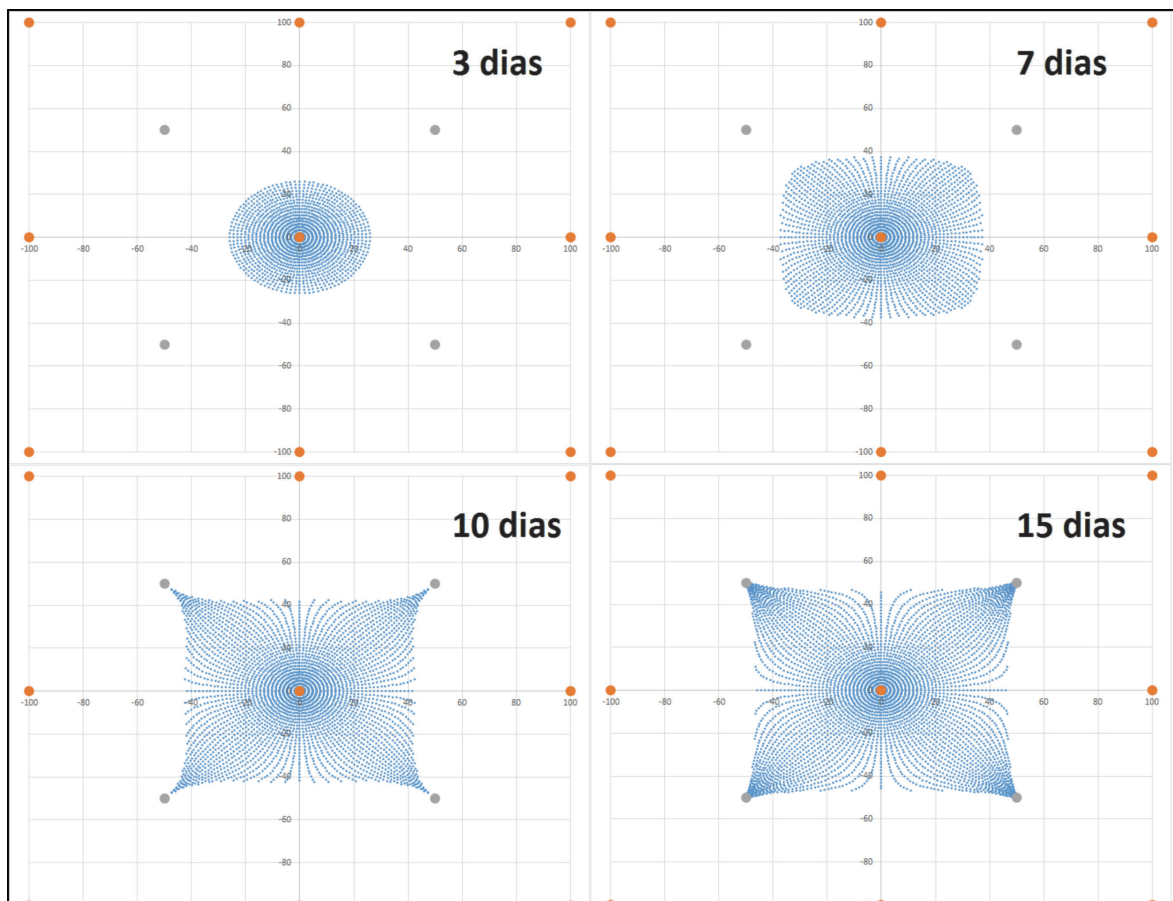


Figura 2. Frente de avance del trazador en un *pattern* five spot homogéneo en función del tiempo.

ANISOTROPÍA

Las líneas de corriente presentadas anteriormente representan el transporte de un trazador en un medio homogéneo e isótropo. Somaruga *et al.*, (2006) presentaron un modelo que permite analizar el transporte de un trazador en un medio anisótropo, este puede implementarse en una planilla de cálculo para su simulación. El modelo propone que existe una dirección de máxima permeabilidad (k_{max}) identificada mediante el ángulo θ y una dirección de mínima permeabilidad (k_{min}) ortogonal a la anterior. De esta manera, definiendo 2 parámetros: la relación de permeabilidades $Rk = k_{max}/k_{min}$ y el ángulo θ , es posible simular medios con anisotropía. En la Figura 3 se puede ver como varían las líneas de corriente a medida que Rk aumenta desde 1 hasta 6 para un $\theta = 45^\circ$.

Mediante este modelo se pueden simular algunos reservorios anisótropos, ampliando el rango de aplicación de la simulación con planillas de cálculo. Las ecuaciones utilizadas son:

$$v_x = \frac{1}{2\pi h} \frac{k_{max}}{k_{min}} \sum_{j=1}^{NP} q_j \frac{(x-x_{wj})}{c} \quad (6)$$

$$v_y = \frac{1}{2\pi h} \frac{k_{max}}{k_{min}} \sum_{j=1}^{NP} q_j \frac{(y-y_{wj})}{C} \quad (7)$$

$$C = [(x - x_{wj})\cos\theta + (y - y_{wj})\sin\theta]^2 + \frac{k_{max}}{k_{min}} [-(x - x_{wj})\sin\theta + (y - y_{wj})\cos\theta]^2 \quad (8)$$

v_x es la velocidad en la coordenada x , v_y es la velocidad en la coordenada y , h es el espesor de la capa, NP es el número de pozos, q_j es el caudal de pozo j , cuyas coordenadas son $(x_{wj}; y_{wj})$.

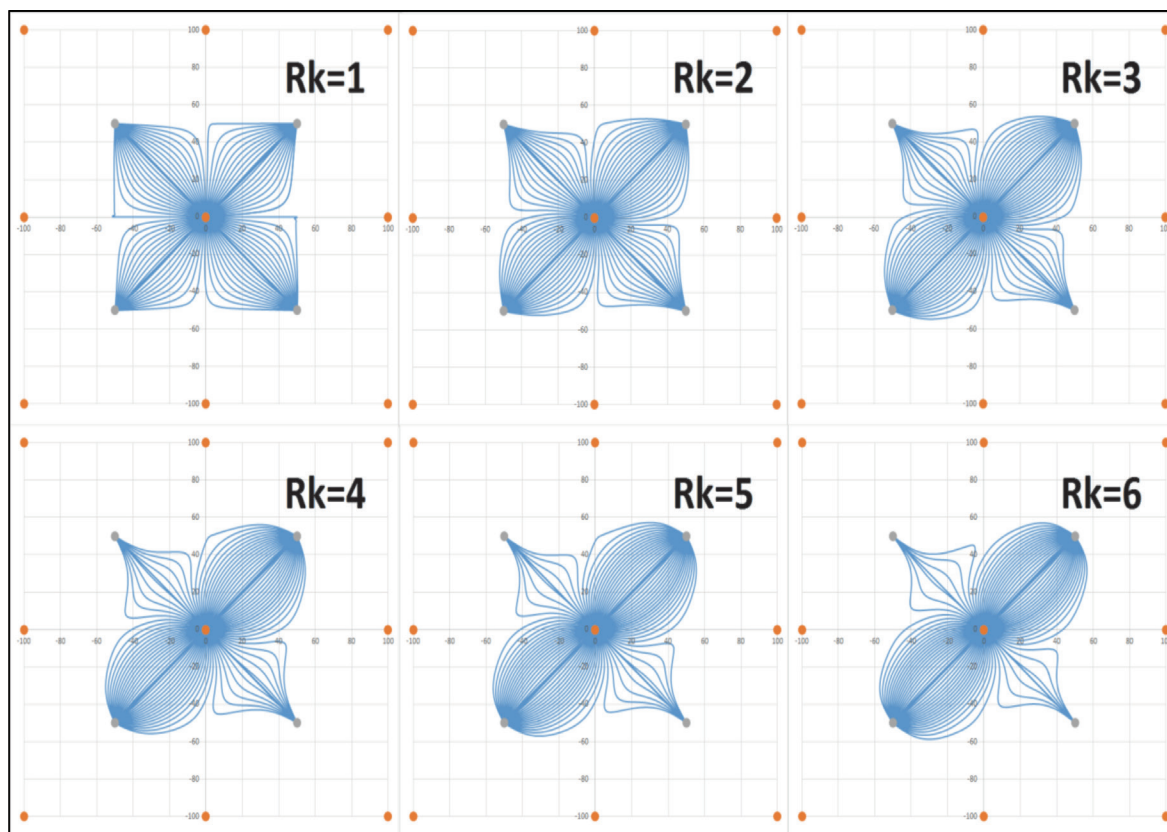


Figura 3. Líneas de corriente en un *five spot* homogéneo considerando anisotropía. Relación de permeabilidades entre 1 y 6.

HETEROGENEIDAD DE LA ROCA RESERVORIO

Después de obtener líneas de corriente entre un inyector y un productor, para un determinado *pattern* de inyección, conociendo el tiempo de irrupción de cada una de ellas y el caudal de agua inyectado, es posible obtener un diagrama de *Capacidad de flujo vs Capacidad de almacenamiento (F-PHI plot)*. Para ello deben seguirse 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

$$V_i = t_{arribo\ i} q_i \quad ; \quad i = 1, 2, 3, \dots, NLC \quad (8)$$

3. Calcular el volumen contactado acumulado

$$V_{acum\ i} = \sum_1^i V_j \quad ; \quad i = 1, 2, 3, \dots, NLC \quad (9)$$

4. Calcular *PHI*

$$\phi_i = V_{acum\ i} / V_{total} \quad (10) \quad ; \quad V_{total} = \sum_1^{NLC} V_i \quad (11)$$

5. Calcular el caudal acumulado de las líneas de corriente

$$q_{acum\ i} = \sum_1^i q_j \quad ; \quad i = 1, 2, 3, \dots, NLC \quad (12)$$

6. Calcular *F*

$$F_i = q_{acum\ i} / q_{total} \quad (13) \quad ; \quad q_{total} = \sum_1^{NLC} q_i \quad (14)$$

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

De esta manera se obtiene una curva F-PHI que representa la Capacidad de flujo vs la Capacidad de almacenamiento de esa porción de roca entre el inyector y el productor considerando un medio homogéneo. Esta curva se utiliza como curva base para el cálculo de un coeficiente de Lorenz corregido (Álvarez Gómez *et al.* 2014), este coeficiente evalúa la heterogeneidad por separado, diferenciando el efecto que produce la geometría del *pattern* de inyección en un diagrama F-PHI.

A continuación se presentan las curvas F-PHI correspondientes a los casos homogéneos de los 3 *patterns* de inyección analizados comparadas con la clásica recta a 45° correspondiente a flujo lineal (Figura 4).

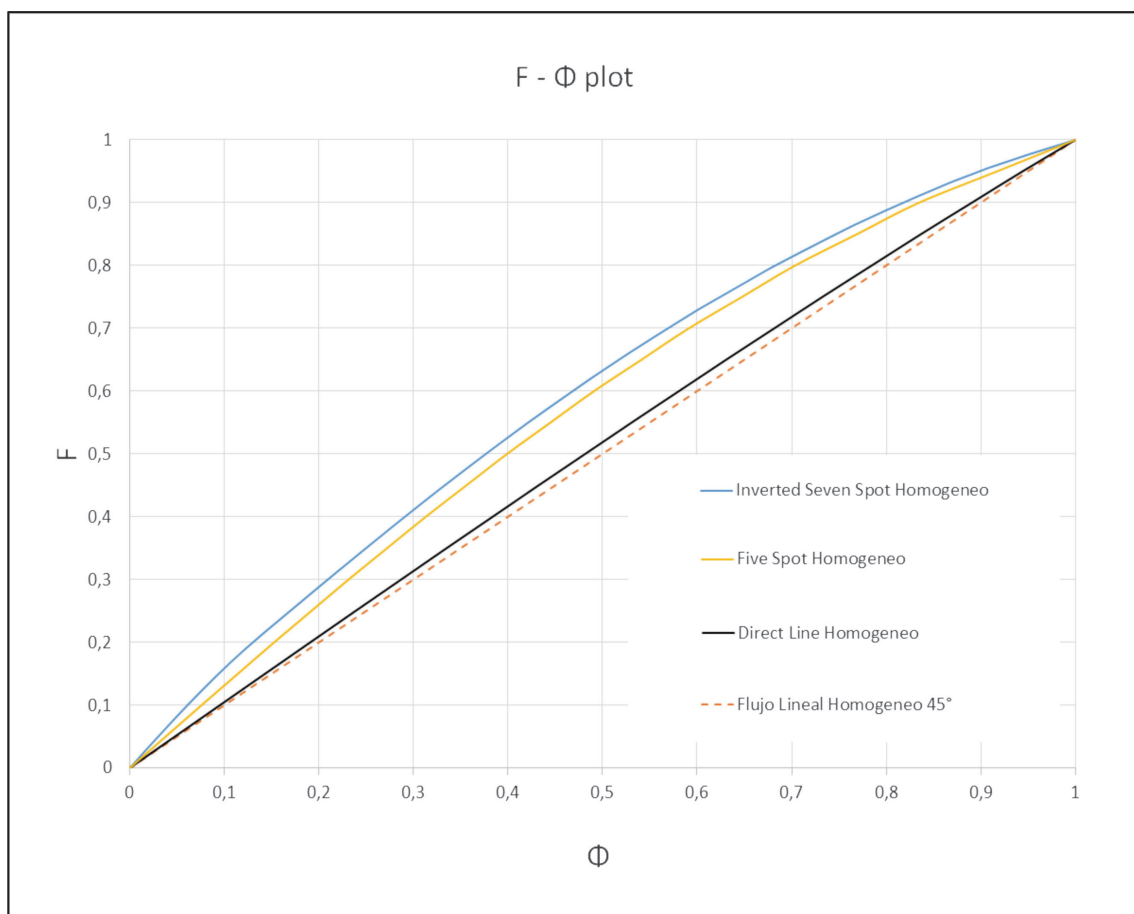


Figura 4. Curvas F-PHI para los 3 *patterns* de inyección analizados, considerando al medio homogéneo.

EVOLUCIÓN DEL BARRIDO

La evolución del barrido se puede definir como la relación entre el volumen del reservorio que se encuentra contactado por el fluido inyectado en un cierto tiempo y el volumen poral finalmente contactado. De esta manera utilizando registros de trazador se puede visualizar como aumenta el volumen contactado en función del tiempo. Como cada ensayo de trazador tiene datos registrados en diferentes tiempos, no podría compararse la evolución del barrido para distintos ensayos, es por ello que se recurre a un valor de tiempo adimensional t_{ad}

$$t_{ad} = \frac{t}{t_{medio}} \quad (15)$$

De la ecuación (4) despejando t_{medio} se obtiene:

$$t_{medio} = \frac{V_{contactado} m_{inyectada}}{q_{inyectado} m_{recuperada}} \quad (16)$$

Entonces el tiempo adimensional también puede calcularse como:

$$E_b(t_{ad} + \Delta t_{ad}) = E_b(t_{ad}) + \frac{\Delta t_{ad}}{t_{medio}} [1 - F(t_{ad} + \Delta t_{ad})] \quad (17)$$

$m_{recuperada}$ es la masa de trazador recuperada para un determinado tiempo t .

La evolución del barrido no sólo depende del tiempo, sino también de la heterogeneidad, del *pattern* de inyección y de la relación de movilidades. Graficando la evolución del barrido en función del tiempo adimensional se puede apreciar el efecto que producen las otras variables.

Para la aplicación en planilla de cálculo se calcula la evolución del barrido a partir de la siguiente ecuación:

$$E_b(t_{ad} + \Delta t_{ad}) = E_b(t_{ad}) + \frac{\Delta t_{ad}}{t_{medio}} [1 - F(t_{ad} + \Delta t_{ad})] \quad (18)$$

F es la capacidad de flujo ya presentada. En la Figura 11 de la sección “Análisis de un caso real” se presentan los gráficos resultantes de la aplicación de este método.

PERMEABILIDAD EFECTIVA DE LAS ZONAS CONTACTADAS

Felsenthal (1973) presentó un sencillo método para estimar la permeabilidad de las zonas contactadas en un ensayo de trazador. El método se basa en un modelo donde el flujo es radial divergente al salir del pozo inyector y radial convergente al aproximarse al productor. Este modelo es aplicable mientras el flujo no se desarrolle dentro de fracturas, para este caso se debería considerar un modelo de flujo lineal.

Según Felsenthal la permeabilidad puede estimarse mediante la siguiente ecuación:

$$k = \frac{\mu \phi_{ef} d^2}{2 t_{bt} \Delta p} \ln \left(\frac{d}{2 r_w} \right) \quad (19)$$

donde μ es la viscosidad del agua en condiciones de reservorio, d es la distancia entre inyector y productor, t_{bt} es el tiempo de irrupción del trazador (*breakthrough time*), r_w es el radio del pozo y Δp es la diferencia de presión entre los mandriles de inyector y productor:

$$\Delta p = p_{inyección (superficie)} + \rho g H - p_{producción (mandril)} \quad (20)$$

De esta manera se puede obtener una interesante estimación de la permeabilidad.

ANÁLISIS DE UN CASO REAL

En esta sección se procede a la aplicación de lo visto anteriormente en un caso real. El caso real en estudio se encuentra en una publicación de Fonseca *et al.*, (2004) y corresponde a un ensayo con trazadores realizado en el yacimiento Chihuido de la Sierra Negra en Neuquén, Argentina (Figura 5). En este ensayo se inyectó un pulso de trazador en el pozo inyector LL-19 y se tomaron muestras de agua en los pozos productores aledaños (118; 119; 127; 128).

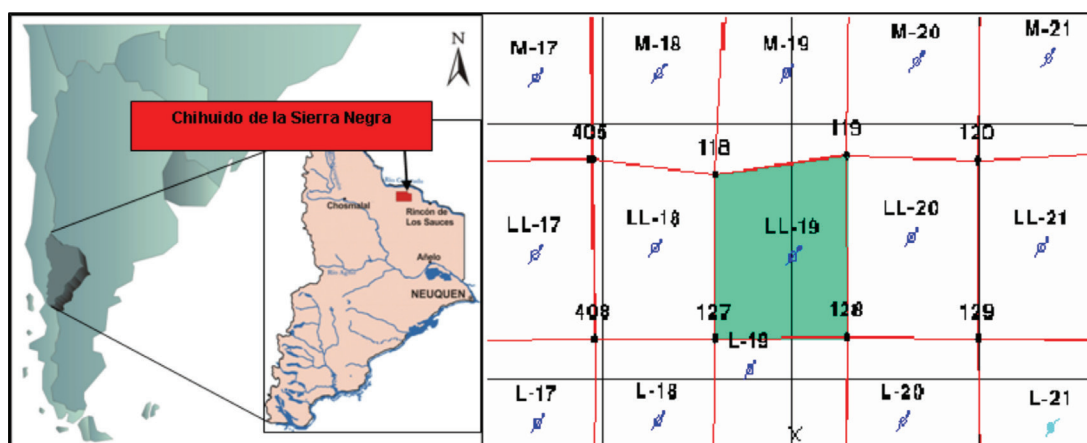


Figura 5. Yacimiento Chihuido de la Sierra Negra, Neuquén, Argentina. Malla del pozo inyector LL-19.

Se obtuvieron los siguientes registros de fracción de trazador recuperado por metro cúbico de agua producida en función del tiempo (Figura 6).

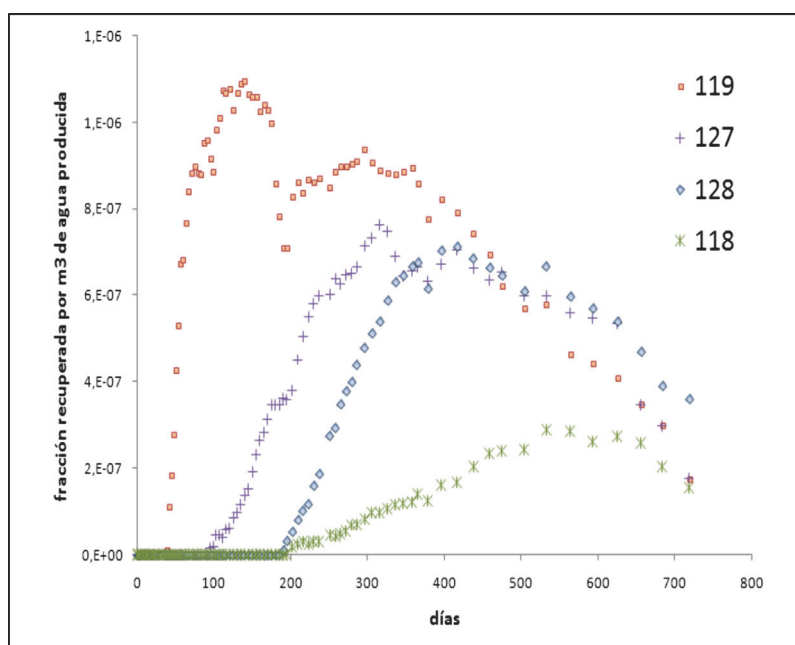


Figura 6. Fracción de trazador recuperado por metro cúbico de agua producida vs tiempo en los pozos productores 119; 127; 128 y 118 de la malla del inyector LL-19 en el Yacimiento Chihuido de la Sierra Negra, Neuquén, Argentina.

Se observa claramente que el trazador irrumpe primero en el pozo 119, transcurridos apenas 38 días desde la inyección. La pronta irrupción y el crecimiento abrupto de la curva de trazador en el pozo 119 indican la existencia de una canalización de importancia entre estos pozos. Las curvas de los pozos 127 y 128 evidencian la presencia de conexiones hidráulicas de mediana importancia mientras que la curva del 118 representa una conexión de menor envergadura.

A partir del registro anterior y del conocimiento del caudal producido en cada pozo productor se puede calcular la fracción acumulada de trazador recuperado (Figura 7).

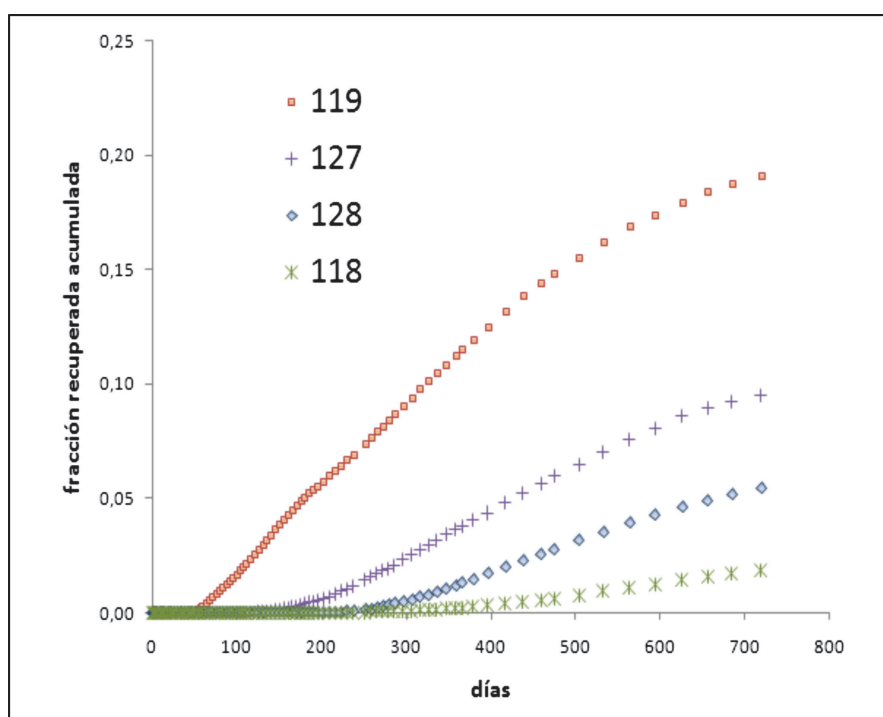


Figura 7. Fracción acumulada de trazador recuperado vs tiempo en los pozos productores 119; 127; 128 y 118 de la malla del inyector LL-19 en el Yacimiento Chihuido de la Sierra Negra, Neuquén, Argentina.

Tras 720 días de haberse inyectado el trazador se ha recuperado, en los 4 productores presentados, el 36% del mismo, esto significa que el 36% del caudal inyectado en el inyector LL19 es recirculado a través de los 4 productores en un lapso de 720 días. Se destaca la alta recirculación a través del productor 119, el cual recircula el 19% del caudal inyectado en el LL-19 en un período de 720 días.

Utilizando el caudal inyectado en el inyector, o en el mandril correspondiente, se puede obtener el volumen acuatizado que ha contactado el trazador que ha llegado a cada productor (Figura 8).

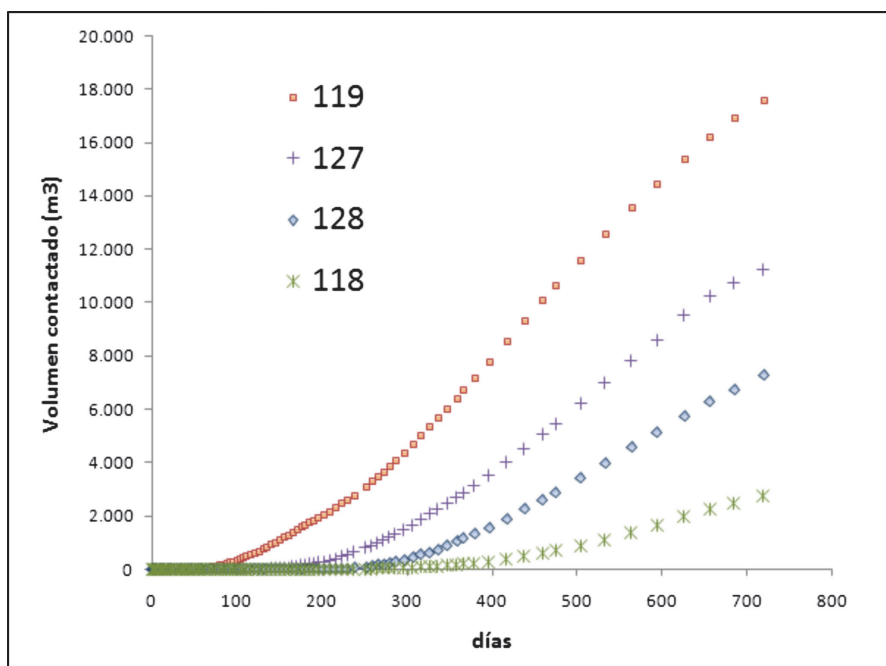


Figura 8. Volumen acuatizado contactado vs tiempo, por el trazador producido en los pozos 119; 127; 128 y 118 de la malla del inyector LL-19 en el Yacimiento Chihuido de la Sierra Negra, Neuquén, Argentina.

En el gráfico anterior se aprecia el tamaño de las comunicaciones hidráulicas entre los pares inyector-productor. El canal más significativo es el que conecta al inyector LL-19 con el productor 119 alcanzando un volumen de 17500 m³ tras 720 días de ensayo.

De esta manera se puede realizar la evaluación de las canalizaciones.

También se pueden obtener las líneas de corriente para el caso homogéneo mediante la simulación en planilla de cálculo.

Se necesita la siguiente información:

- ubicación de los pozos inyectores y productores del *pattern*
- caudales promedio de agua inyectada y producida
- porosidad efectiva
- espesor de la capa

El resultado de la simulación se visualiza en la Figura 9.

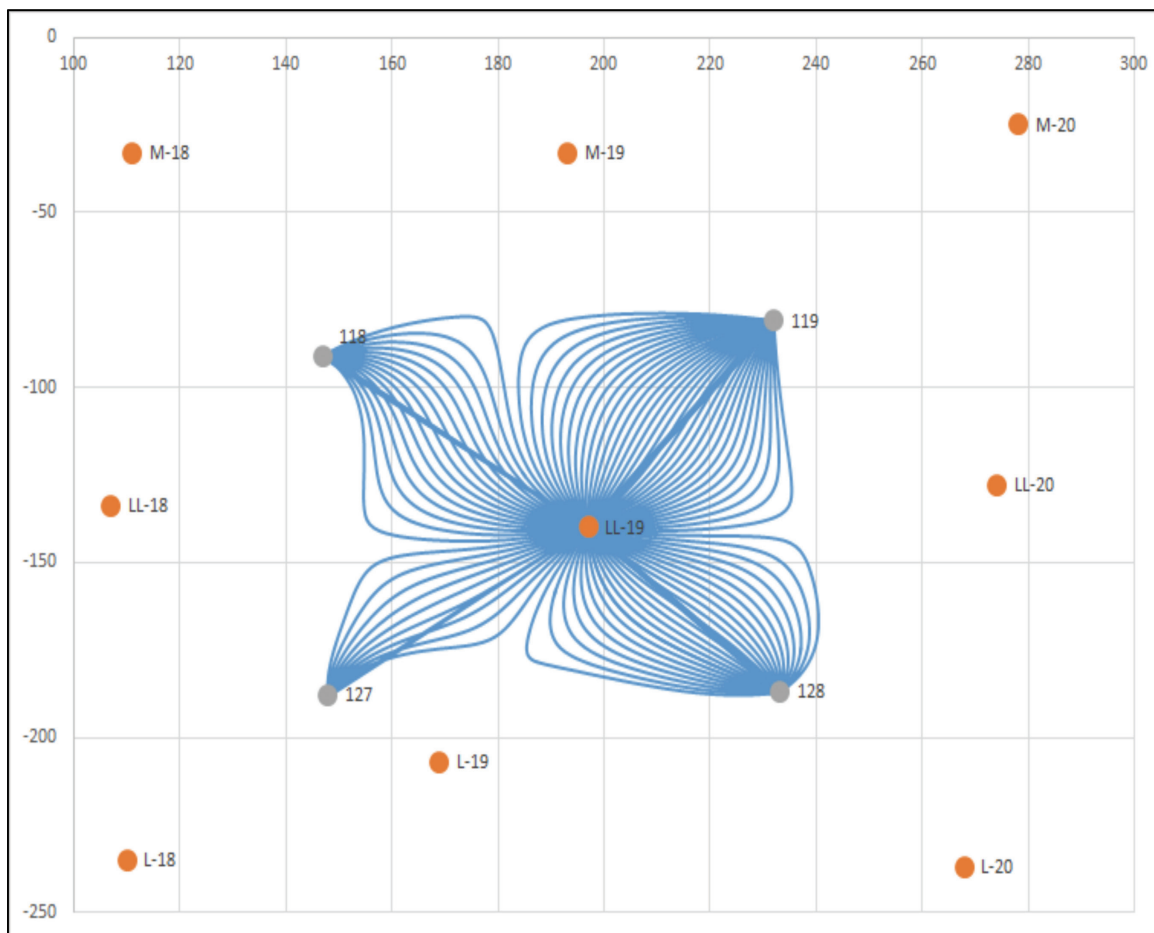


Figura 9. Simulación, con planilla de cálculo, de líneas de corriente que van desde el inyector LL-19 hacia los productores aledaños en el yacimiento Chihuido de la Sierra Negra, Neuquén, Argentina. En la simulación se considera que el medio es homogéneo.

Puede verse que el *pattern* de inyección se asemeja bastante a un five spot balanceado, excepto por el pozo inyector L-19, cuya ubicación tan cercana al productor 127 genera una apreciable influencia en las trayectorias de las líneas de corriente.

Utilizando los tiempos de arribo de las líneas de corriente para cada pozo productor y el caudal de agua inyectada en el pozo inyector, pueden calcularse curvas F-PHI para los 4 pares inyector-productor de este *pattern* homogéneo. Además, si se utiliza el registro de trazador de los 4 pozos productores, entonces se pueden calcular las curvas F-PHI reales para los 4 pares inyector-productor. Para el par inyector(LL-19)-productor(119) se obtiene el siguiente diagrama F-PHI representado en la Figura 10.

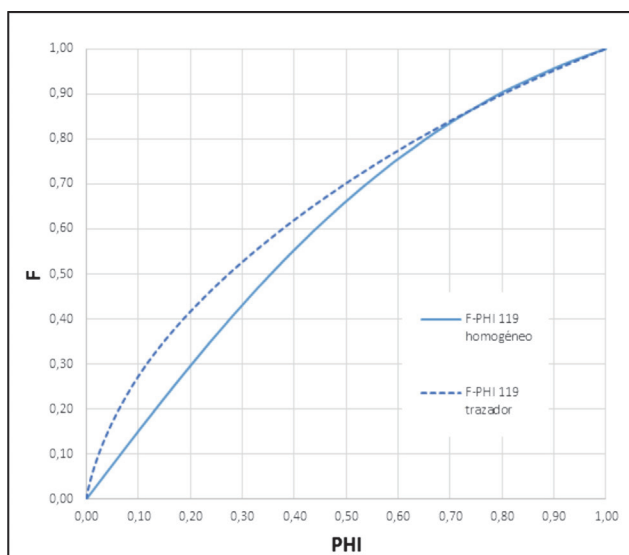


Figura 10. Diagrama F-PHI para el par inyector(LL-19)-productor(119). Se grafica la curva real (proveniente del registro de trazador) y la curva del caso homogéneo (proveniente de la simulación con líneas de corriente).

A partir de este gráfico se puede calcular un coeficiente de Lorenz corregido, que evalúa la heterogeneidad de la porción de roca entre el inyector y el productor, anulando el aporte que tiene la geometría del *pattern* de inyección en el cálculo del coeficiente de Lorenz tradicional. De esta manera se obtiene:

$$L_c^S = \frac{\text{Área entre la curva real y la correspondiente al caso homogéneo}}{1 - \text{Área por debajo de la curva correspondiente al caso homogéneo}}$$

$$L_c^* = 0.123$$

También se puede graficar como ha sido la evolución del barrido para los distintos pozos productores (Figura 11).

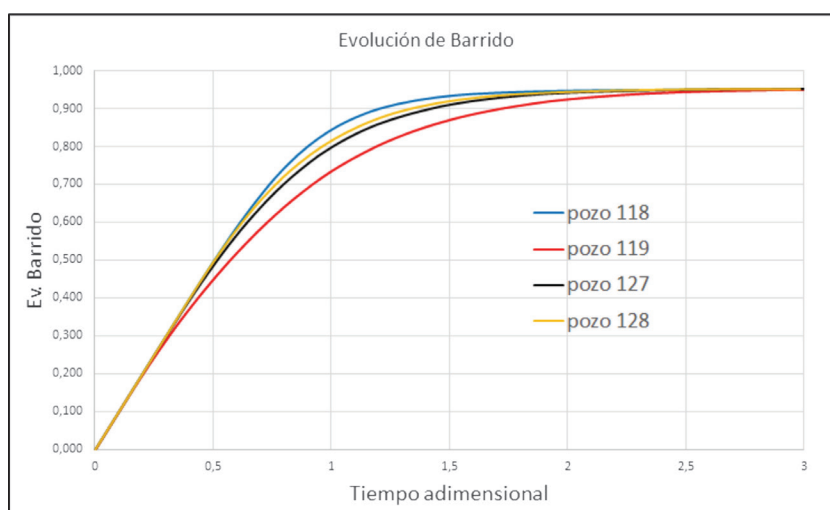


Figura 11. Evolución del barrido para los 4 pozos productores.

Se puede observar que el pozo con mayor homogeneidad (118) es el que mayor evolución de barrido presenta para un mismo tiempo adimensional. Esto coincide con lo esperado debido a que el agua en una zona homogénea fluye equilibradamente por el volumen poral contactado, proporcionando un buen barrido; mientras que una zona heterogénea (entre el inyector y el productor 119) presenta canalizaciones por donde el agua fluye preferencialmente, por lo que el barrido no es tan parejo y eficiente. A igual tiempo adimensional, entonces, la evolución de barrido será proporcional a la homogeneidad de la zona entre el inyector y el pozo correspondiente.

Por último, es posible estimar la permeabilidad media en la dirección inyector-productor de la zona contactada por el trazador aplicando la ecuación de Felsenthal. Se analizaron los dos casos más extremos (pozo 119 y 118) considerando los siguientes parámetros, de los cuales algunos se obtuvieron de la publicación de Fonseca *et al.*, (2004), y otros se estimaron con valores típicos.

	Valor	Dimensión
Viscosidad Agua	0,7	cp
Distancia	250	mts
Porosidad Efectiva	0,14	-
Radio del Pozo	0,5	mts

Figura 12. Datos requeridos para la aplicación de la ecuación de Felsenthal.

Se estimó la permeabilidad para distintas condiciones de presión de inyección y de producción, utilizando valores dentro del rango habitual, tanto para la zona entre el inyector y el pozo 119; y entre el inyector y el pozo 118:

Pozo 119, con tiempo de ruptura 38 días				
P inyección (atm)	180	200	180	200
P producción (atm)	10	10	20	20
Diferencia de Presión (atm)	170	190	160	180
Permeabilidad (mD)	303	271	322	286
Pozo 118, con tiempo de ruptura 202 días				
P inyección (atm)	180	220	180	220
P producción (atm)	10	10	20	20
Diferencia de Presión (atm)	170	210	160	200
Permeabilidad (mD)	57	46	61	48

Figura 13. Estimaciones de la permeabilidad para distintas combinaciones de presiones de inyección y producción entre el inyector LL-19 y los productores 119 y 118.

Analizando los resultados se observa que:

- Los valores de permeabilidad se mantienen dentro de un rango acotado al utilizar distintas diferencias de presión para el cálculo, haciendo posible realizar un análisis cuasi-cuantitativo de estas 2 zonas.
- La zona entre el inyector y el pozo 119 tiene una alta permeabilidad lo que coincide con la respuesta del trazador obtenida.
- En contraposición, la zona entre el inyector y el pozo 118 presenta una permeabilidad aproximadamente seis veces menor que la anterior.

CONCLUSIONES

Claramente queda demostrado que las planillas de cálculo convencionales pueden llegar a ser de gran utilidad para el análisis y la interpretación de resultados provenientes de ensayos con trazadores en recuperación secundaria de petróleo.

Mediante su aplicación se consigue incrementar apreciablemente la cantidad de información que se puede extraer de registros de concentración de trazador vs tiempo, permitiendo una evaluación más que interesante del flujo y algunos parámetros del reservorio.

La principal ventaja radica en que las planillas de cálculo son de fácil acceso y la mayoría de los profesionales en el área de ingeniería está familiarizado con su uso. Aplicando esta metodología no resulta necesario utilizar un *software* complejo para realizar una primera caracterización del comportamiento del flujo en el reservorio.

Entre las desventajas, es necesario indicar que la simulación de las líneas de corriente puede tornarse lenta si se elige un tamaño de paso muy pequeño o si el número de líneas de corriente es demasiado alto (para disminuir el error), dependiendo de la velocidad de procesamiento del ordenador utilizado. Por otro lado los *softwares* permiten utilizar diversos algoritmos para la caracterización de reservorios complejos (por ejemplo, de doble porosidad) lo cual excede los límites de la planilla de cálculo.

REFERENCIAS CITADAS

- Álvarez Gómez E., Y. Núñez, V. de la Fuente, C. Somaruga, 2014, 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, IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Mendoza, Argentina.
- 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.
- Felsenthal, M., How to Diagnose a Thief Zone, 1973, SPE 4416.
- Somaruga, C., G. Masini, 2006, Interwell Tracer Interpretation in Oil Secondary Recovery Projects Employing the Software "Mathematica".