

XXII CONGRESO ARGENTINO DE FÍSICOQUÍMICA Y QUÍMICA INORGÁNICA LA PLATA 2021

COEFICIENTE DE PARTICIÓN DEL TRAZADOR FORMIATO DE ETILO PARA SER UTILIZADO EN LA INDUSTRIA PETROLERA

L. Fernández y C. Funes, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional del Comahue, Buenos Aires 1400. (8300) Neuquén, Argentina.

P.N. Esteves, IITCI, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional del Comahue, CONICET, Buenos Aires 1400. (8300) Neuquén, Argentina.

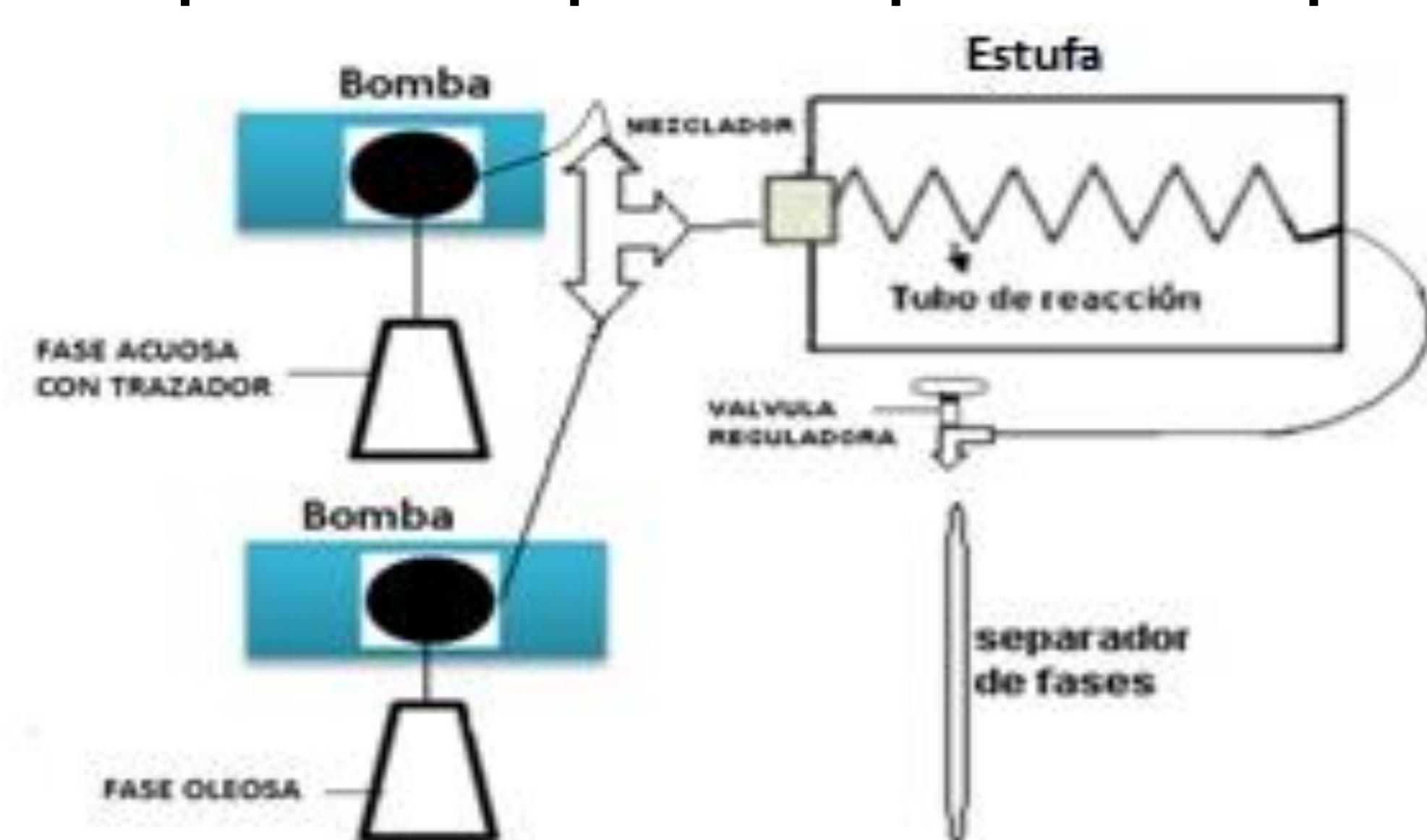
INTRODUCCIÓN:

El formiato de etilo es un trazador químico particionable y reactivo, que se utiliza en la industria petrolera para la determinación de la saturación residual de petróleo de un reservorio (Sor), mediante un ensayo comúnmente llamado SWPTT (single well partitioning tracer test). Se inyecta una solución acuosa de un trazador hidrolizable junto con otro trazador no particionable de referencia en la zona del reservorio que se desea evaluar. La Sor se evalúa a partir del análisis de los tiempos de recuperación de los distintos compuestos durante la producción del pozo. Para su cálculo es necesario conocer el coeficiente de partición del trazador (K) entre las fases acuosa y oleosa en las condiciones del ensayo.

En este trabajo se estudia en forma teórica y experimental el efecto de las principales variables sobre el K del trazador: temperatura, presión, salinidad de la fase acuosa y fase oleosa.

- El coeficiente de partición de los trazadores es $K = C_{io}/C_{ia}$.
- El valor de K es importante para prever un valor óptimo del factor de retardo: $\beta = Q_A/Q_B - 1$ y un cálculo adecuado de la Sor = $\beta/(\beta + K)$.
- La Sor es aquella que se alcanza luego de un barrido con agua.

Esquema del dispositivo experimental de partición en flujo continuo



Para la determinación experimental se implementó un método en flujo continuo, constituido básicamente por un sistema de impulsión y mezclado para obtener un flujo multi-segmentado de ambas fases inmiscibles, un tubo de reacción termostatzado donde se produce la partición del trazador y un sistema de separación de las fases. La concentración de los trazadores en la fase acuosa se determinó por headspace acoplado a un cromatógrafo gaseoso con un detector de ionización de llama (HS/GC/FID).

Ensayo de Laboratorio

El K es un parámetro experimental y para determinar su valor bajo condiciones de reservorio se trabajó a:

Presiones: 1 y 57,8 at Fases acuosas: agua salina, agua sintética y agua de pozo
Temperaturas: 23 y 55°C Fases oleosas: Gasoil y Petróleo

RESULTADOS: Se presentan resultados del K del formiato de etilo en el sistema gasoil-agua salina en función de la temperatura (23-55°C), la presión (hasta 57,8 at), la salinidad de la fase acuosa (hasta 130.000 ppm de NaCl) y su variación en función de distintas fases oleosas, con valores entre 1.6 y 3.3.

Valores de K del FE bajo diferentes condiciones experimentales

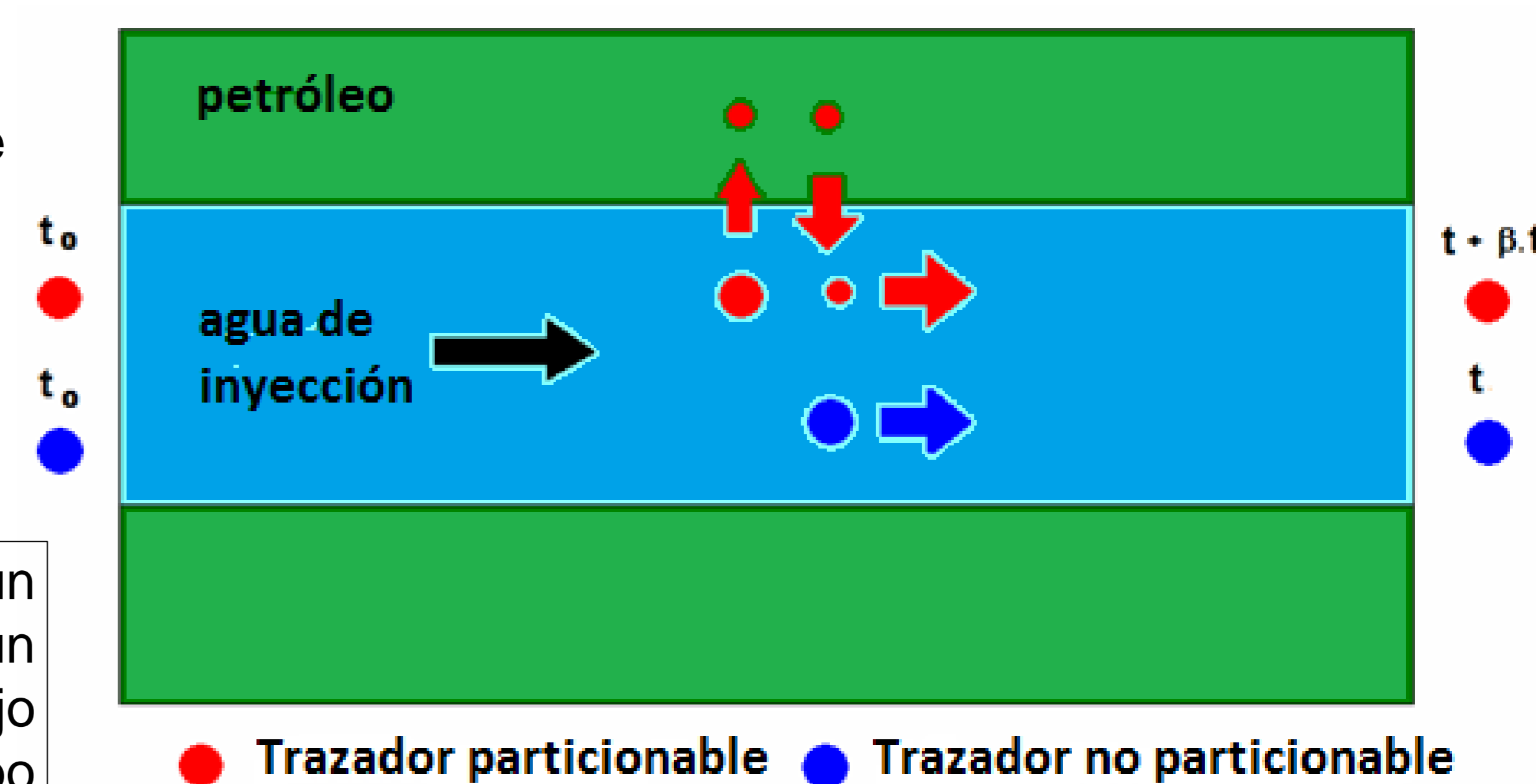
| Método | Fase oleosa | Fase acuosa | C _{FE} (mg/L) | Temp (°C) | Presión (at) | K _{FE} |
|--------|-------------|---------------------|------------------------|-----------|--------------|-----------------|
| FC | gasoil | agua | 1000 | 23 | 1 | 1,70 |
| FC | gasoil | agua | 1000 | 23 | 57,8 | 1,63 |
| FC | gasoil | agua | 1000 | 55 | 1 | 1,71 |
| FC | gasoil | agua | 1000 | 55 | 57,8 | 1,72 |
| FC | gasoil | agua | 10000 | 23 | 1 | 1,63 |
| FC | gasoil | agua | 10000 | 23 | 57,8 | 1,60 |
| FC | gasoil | agua | 10000 | 55 | 57,8 | 1,64 |
| FC | gasoil | Salina ¹ | 1000 | 55 | 57,8 | 3,01 |
| FC | gasoil | Salina ¹ | 10000 | 55 | 57,8 | 3,18 |
| FC | gasoil | Salina ¹ | 10000 | 23 | 1 | 2,79 |
| FC | gasoil | Salina ¹ | 10000 | 23 | 57,8 | 2,37 |
| FC | petróleo | sintética | 10000 | 55 | 57,8 | 3,25 |
| FC | gasoil | LmS-30 | 10000 ³ | 55 | 57,8 | 3,34 |
| FC | petróleo | LmS-30 | 10000 ⁴ | 55 | 57,8 | 3,29 |
| FC | petróleo | LmS-30 | 10000 ⁴ | 55 | 57,8 | 3,17 |

(1) Agua salina con 130.000 ppm de NaCl
(2) Solución de FE con 2000 mg/L de n-propanol y 2000 mg/L de metanol
(3) Solución de FE con 5000 mg/L de n-propanol, 2500 mg/L de metanol y 1000 mg/L de etanol
(4) Solución de FE con 5000 mg/L de n-propanol y 2500 mg/L de metanol

Conclusiones

En el rango de aplicación de los trazadores (hasta 10.000 mg/L), el K resulta prácticamente independiente de la concentración de los mismos, compatible con una consideración de soluciones diluidas. A presiones bajas y moderadas la variación con la presión, asociada al cambio volumétrico, es relativamente baja con tendencia a decrecer. Aun cuando el coeficiente puede aumentar o disminuir con la temperatura dependiendo del comportamiento (cambio entálpico) del trazador, en este caso no se observa una relación aproximadamente lineal entre el logaritmo de K y 1/T. El K aumenta significativamente con la salinidad de la fase acuosa, duplicándose en el rango estudiado. En teoría, este efecto aumenta con el tamaño molecular del trazador, depende fuertemente del tipo de electrolito y decrece con la temperatura.

Partición Química

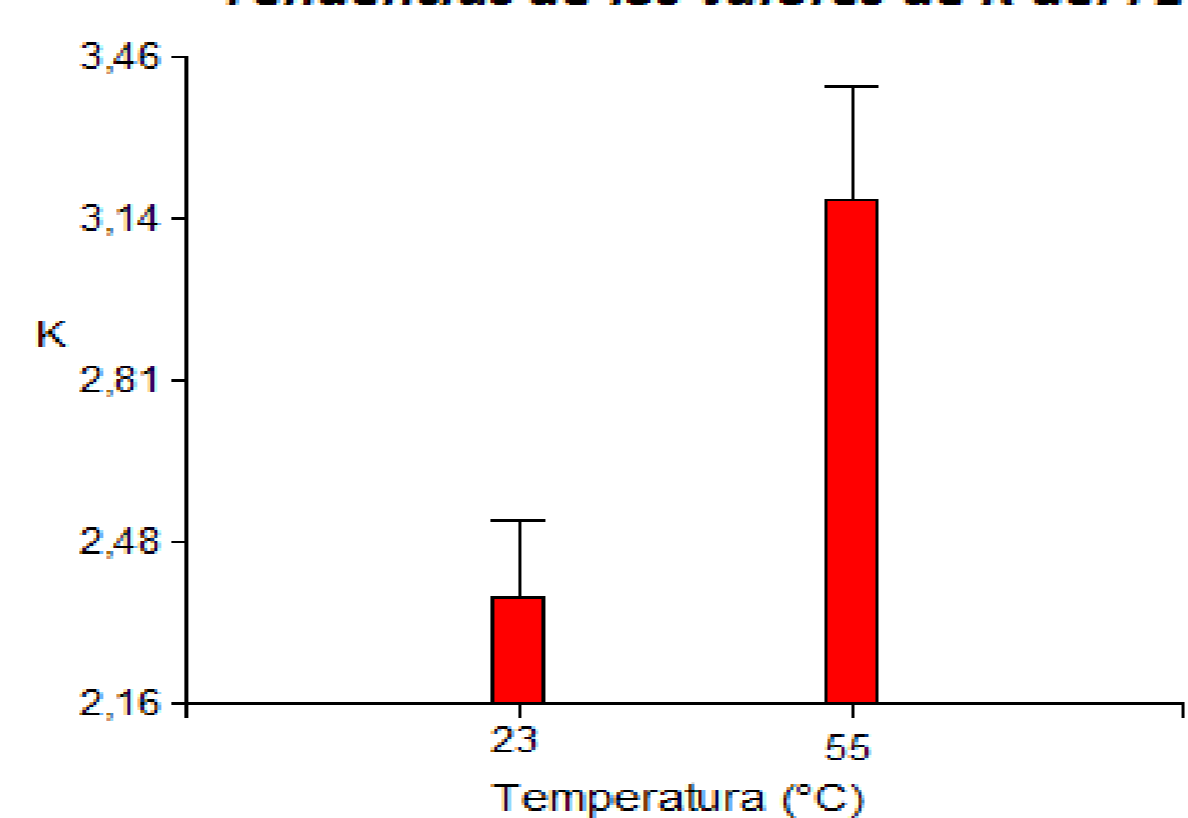


● Trazador particionable ● Trazador no particionable

Dispositivo experimental de partición

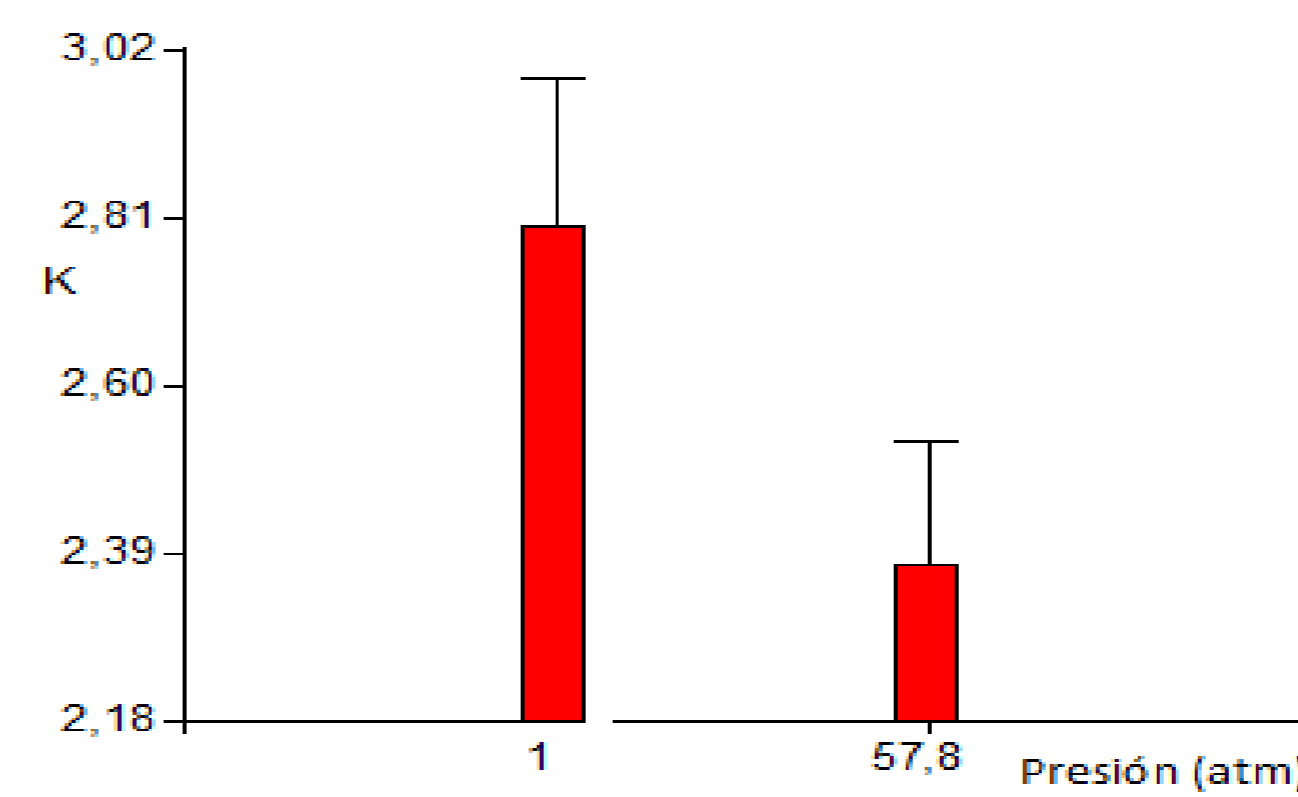


Tendencias de los valores de K del FE



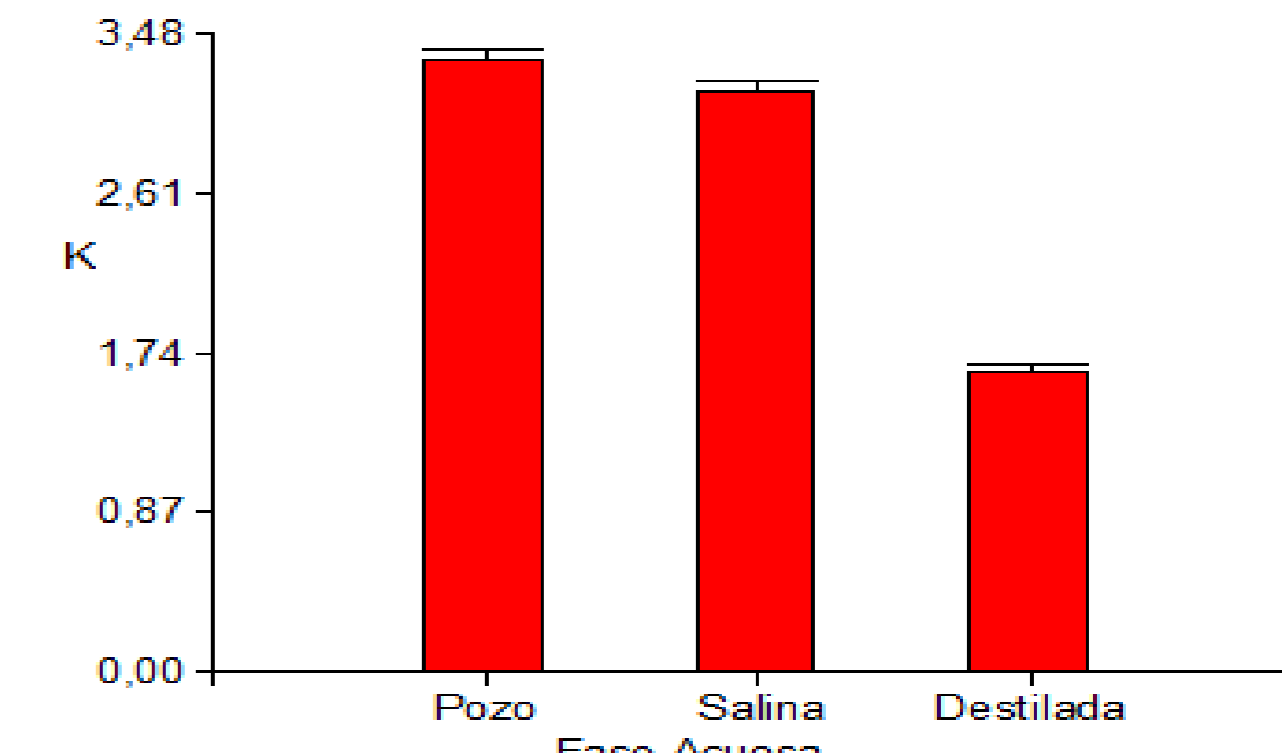
K del FE con la temperatura en gasoil/agua salina a 57,8 at.

Tendencias de los valores K del FE



Efecto de la presión sobre el K del FE a 23°C en gasoil/agua salina.

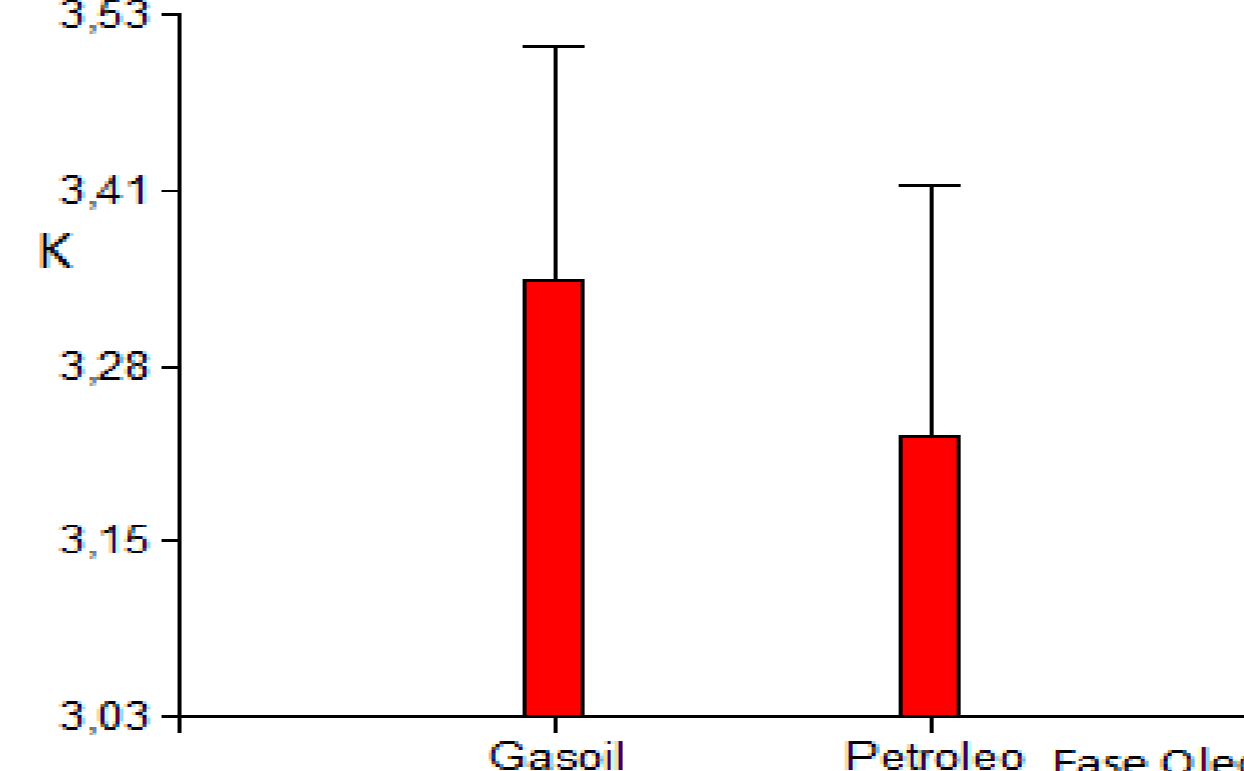
ANOVA



K del FE con distintas fases acuosas a 55°C y 57,8 at.

El coeficiente de partición depende de manera directa de ambas fases, por lo tanto su valor K debe ser determinado para el petróleo y salmuera del yacimiento que se desea estudiar y bajo condiciones de reservorio.

Tendencia de los valores de K del FE



Variación de los valores de K del FE en función de dos fases oleosas a 55°C y 57,8 at.

Efecto de la concentración de los trazadores

Bajo las condiciones estudiadas no se observó un efecto significativo de la concentración del trazador FE sobre el K. Tampoco ninguna interferencia del agregado de los trazadores metanol y n-propanol sobre el K del FE o su hidrólisis.