

# EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DEL EFECTO DEL CAMBIO DE ESFUERZOS EN LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA DE UN MEDIO POROSO FRACTURADO

Aaron Domínguez-Torres<sup>1</sup>, Iván Llanos Rivera, Enrique Serrano Saldaña, Manuel Coronado Gallardo, Martín Alberto Díaz Viera.

Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)  
Eje Central Lázaro Cárdenas Norte 152, C.P.:07730, México D.F.  
e-mail: adominguezt@imp.mx, web: http://www.imp.mx

<sup>1</sup>Estudiante de Doctorado en el Instituto Mexicano del Petróleo.



## INTRODUCCIÓN

El estudio de sistemas fracturados ha sido en los últimos años de gran interés para diversas industrias, particularmente para la industria petrolera. Es en este tipo de sistemas de roca en donde se encuentran mayores cantidades de reservas de hidrocarburos dentro de nuestro país. El entendimiento del flujo de fluidos en estos sistemas es muy complejo y requiere de esfuerzos significativos de diferentes disciplinas como la física de rocas, mecánica de suelos y mecánica de yacimientos. Este trabajo se enfoco al estudio del efecto de esfuerzos en la permeabilidad en un sistema matriz-fractura, así como el impacto que esta ocasiona en el comportamiento de los procesos de producción de hidrocarburos. En la Fig. 1 se muestra como la producción de hidrocarburos en un yacimiento, impacta en el historial de presión.

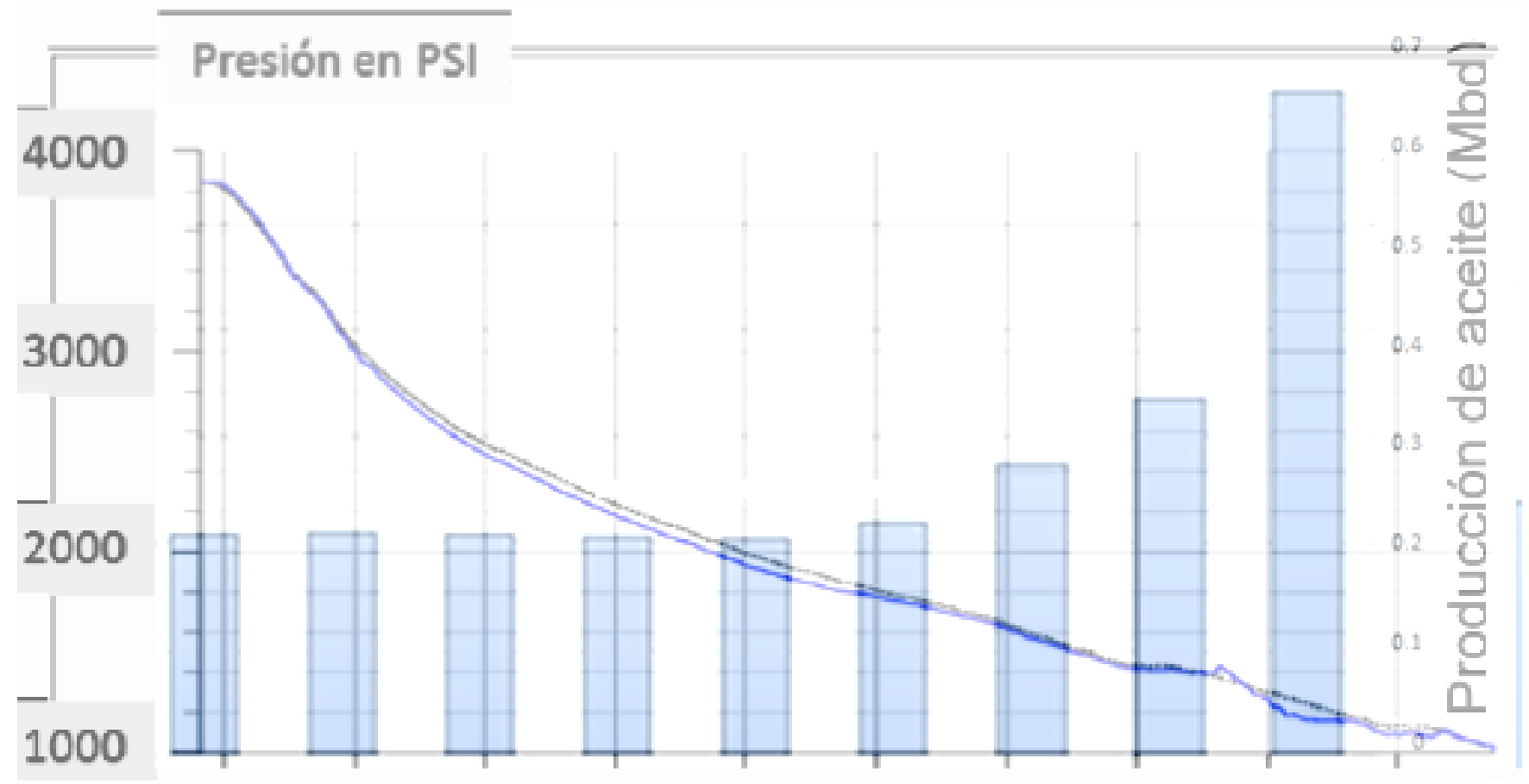


Fig.1.- Historial de producción de un yacimiento.

## OBJETIVO

Evaluar el efecto de la modificación del estado de esfuerzos efectivos de la permeabilidad absoluta de una muestra de roca naturalmente fracturada.

## TEORÍA

El esfuerzo efectivo depende de  $\sigma$  y  $P_f$ ,

$$\sigma' = \sigma(P_f) \quad \text{Ec 1.}$$

Para expresar la dependencia de la porosidad ( $\phi$ ) y permeabilidad ( $k$ ) de un medio poroso con respecto a  $\sigma'$  se tiene la siguiente expresión:

$$Q = Q(\sigma, P_f) = Q(\sigma') \quad \text{Ec.2.}$$

Donde  $Q$  puede ser cualquier propiedad del medio. En nuestro caso nos enfocamos a la permeabilidad. La porosidad se define como

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} \quad \text{Ec 3.}$$

Donde  $V_p$  es el volumen de poros y en el caso de una muestra cilíndrica de altura  $h$  y radio  $r$ ,  $V_r = \pi r^2 h$ . Por otra parte, la permeabilidad se puede expresar a través de la ley de Darcy:

$$u = -\frac{k}{\mu} \left( \nabla P + \rho \frac{g}{g_c} \right) \quad \text{Ec 4.}$$

Donde:

- $u$  = velocidad de Darcy
- $k$  = permeabilidad del medio poroso
- $\mu$  = viscosidad dinámica del fluido
- $\rho$  = densidad del fluido
- $g$  = gravedad

Para un medio saturado, continuo homogéneo, isótropo y en el cual las fuerzas inerciales son despreciables se tiene,

$$u = \frac{k \Delta P}{\mu L} \quad \text{Ec 5.}$$

en el cual  $u$  es la velocidad del fluido,  $L$  longitud del medio y  $\Delta P$  diferencial de presión.

La variación de  $Q$  con respecto a variaciones en el estado de esfuerzos queda expresado de la siguiente manera,

$$d\sigma' = d\sigma - \eta_Q dP_f \quad \text{Ec 6.}$$

$$\eta_Q = \eta_Q(\sigma, P_f) = -\frac{\partial Q / \partial P_f}{\partial Q / \partial \sigma} \quad \text{Ec 7.}$$

Donde  $\eta_Q$  es el coeficiente del esfuerzo efectivo,

Y finalmente, después de integrar la (Ec 6) se llega a la siguiente expresión que se uso para interpretar los resultados experimentales,

$$\eta_k = -\frac{\partial k_{abs} / \partial P_f}{\partial k_{abs} / \partial \sigma} \quad \text{Ec. 8.}$$

$$\sigma' = \sigma - \eta_Q P_f \quad \text{Ec 9.}$$

## METODOLOGÍA



Fig.2.- Muestra de roca de un yacimiento marino de petróleo.

### a) Muestras de roca y fluidos:

- Fluidos: Agua destilada,
- Roca: Muestra de roca de una formación productora de aceite de la región marina Fig. 2.

### b) Equipos

- Bombas de desplazamiento positivo
- Válvulas para alta presión
- Conexiones de 1/8" de acero inoxidable
- Sensores de presión
- Sensores de presión diferencial
- Regulador de presión inversa
- Cilindros de transferencia

- Unidad de procesamiento: LabView
- Contenedor de muestras (CoreHolder) tipo Hassler.

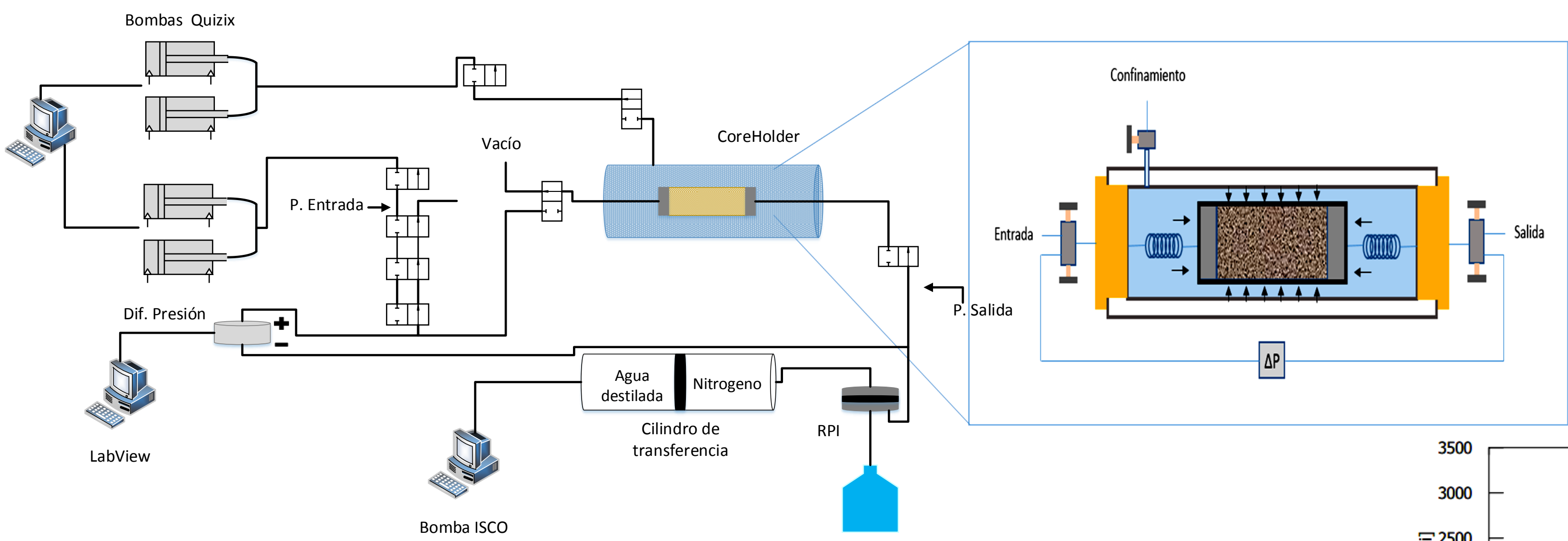


Fig.3.- Sistema experimental para la medición de  $k$  a diferentes de  $\sigma$  y  $P_f$ .

### c) Procedimientos

Mediante ciclos de desplazamientos forzado con cloroformo se extrajo el residuo de material orgánico la muestra. Posteriormente se tomaron imágenes de tomografía de rayos TRX para observar la estructura interna de la roca. En el cual se observaron fracturas aisladas y fracturas interconectadas, Fig. 5.

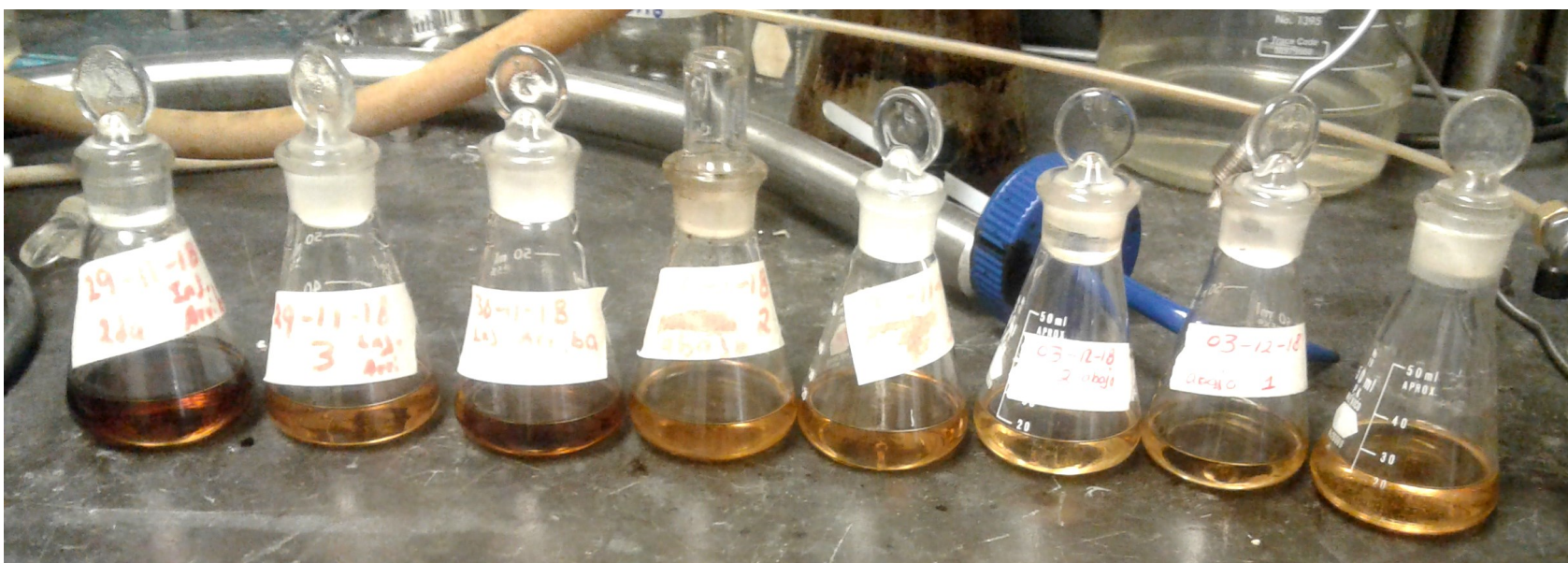


Fig.4.- Solvente resultante de la limpieza de la muestra.

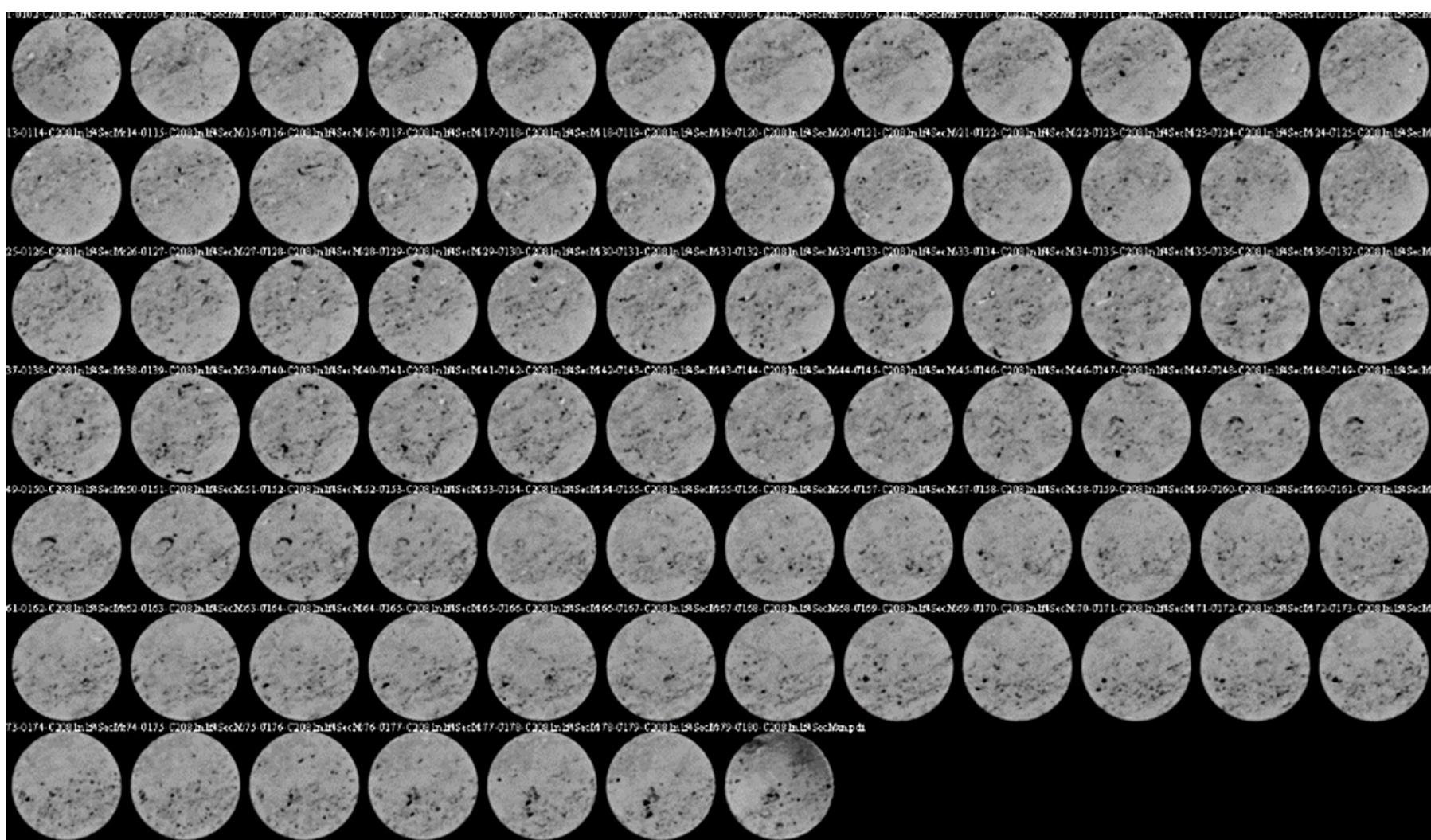


Fig.5.- Imágenes de TRX de la muestra de roca.

### d) Caracterización preliminar de la muestra de roca:

Se realizaron pruebas a diferentes gastos de inyección ver Fig.6 y se obtuvo una permeabilidad de matriz de 0.21 mD.

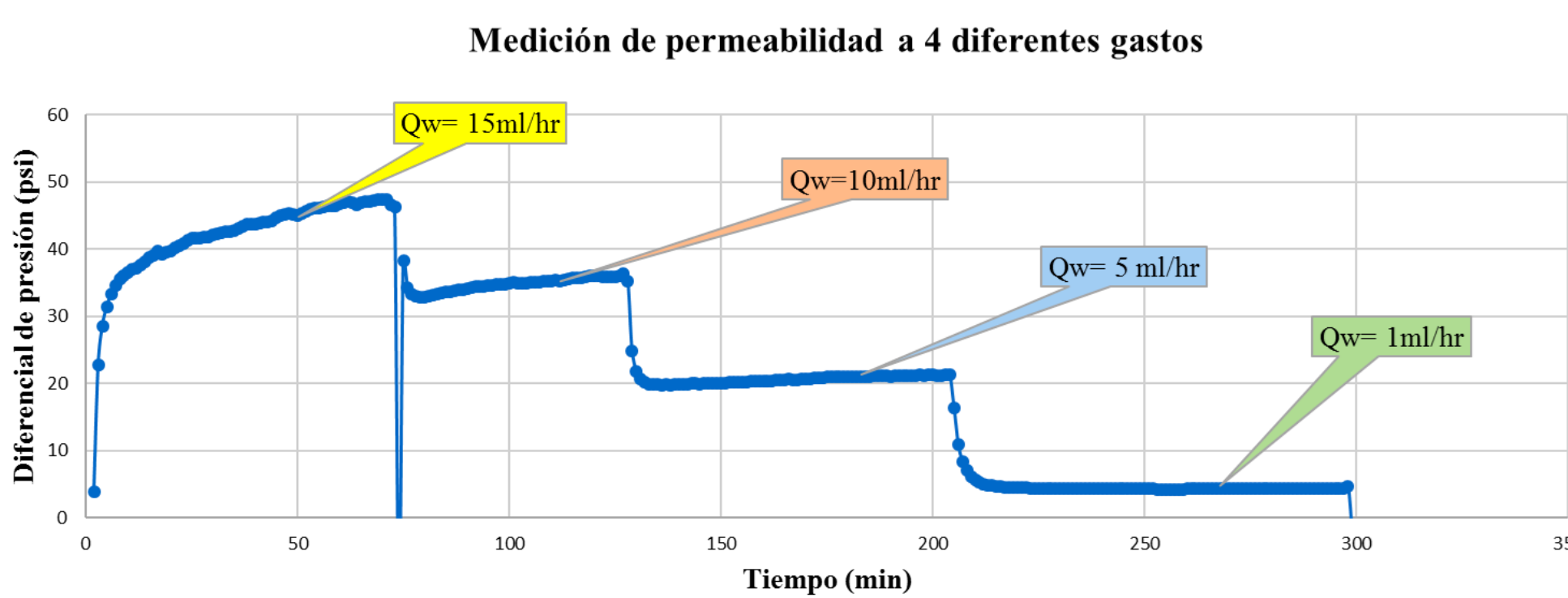
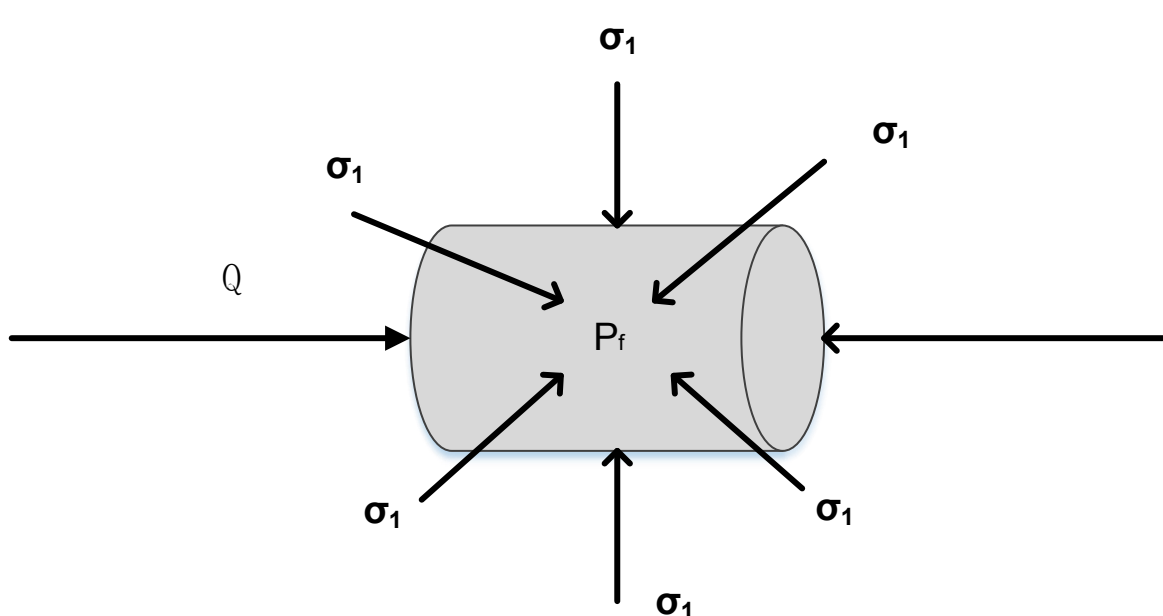


Fig.6.- Evaluación preliminar de la  $k_{abs}$  con agua destilada.

### e) Efecto del esfuerzo de confinamiento en $k_{abs}$ .

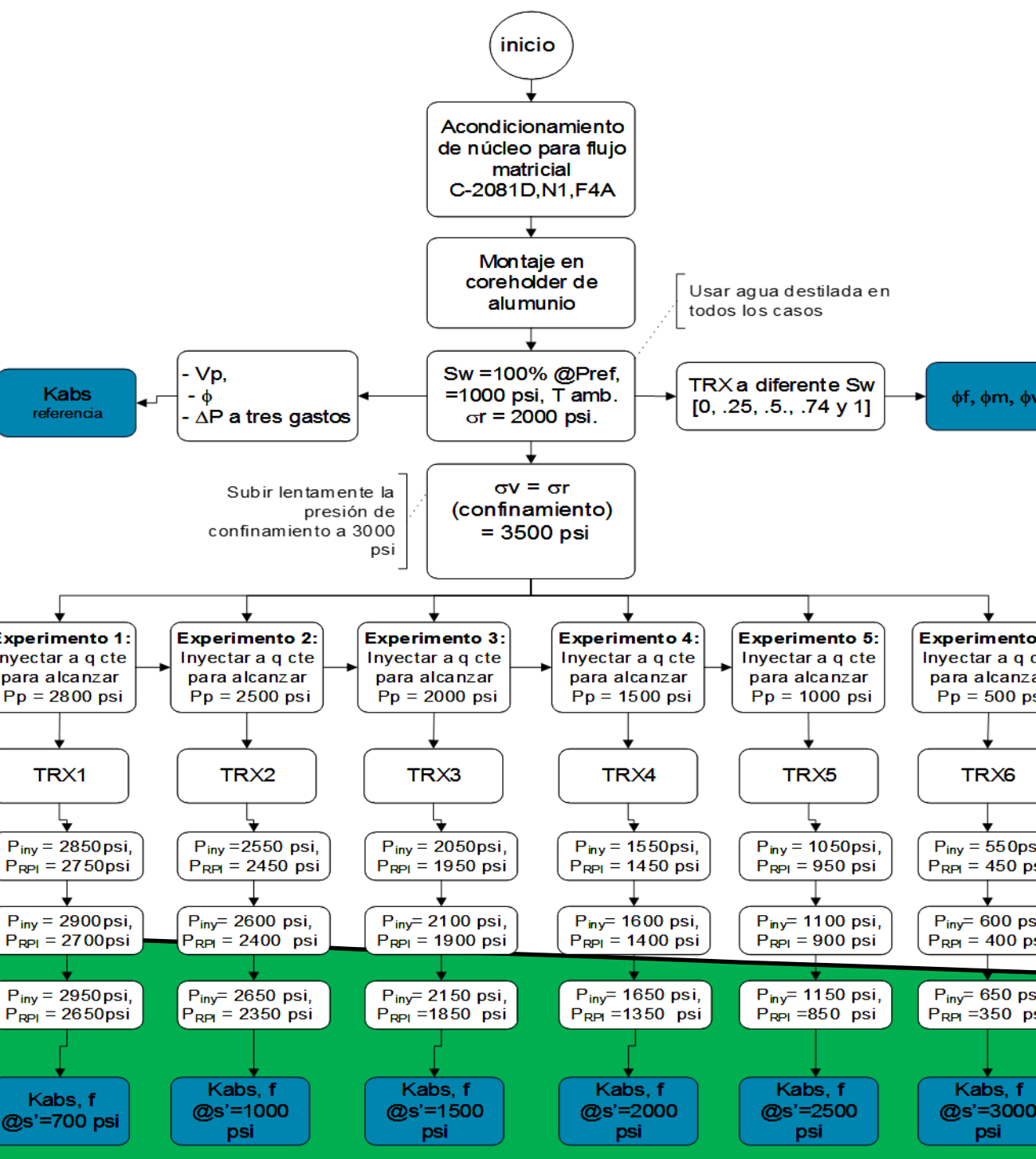
Se consideró el esquema de esfuerzos con un esfuerzo radial confinante variable  $\sigma_r$  y una presión de poro  $P_f$  debida a la presión del fluido en el interior de la muestra ( ver Fig.7).

Fig.7.- Esquema de esfuerzos.



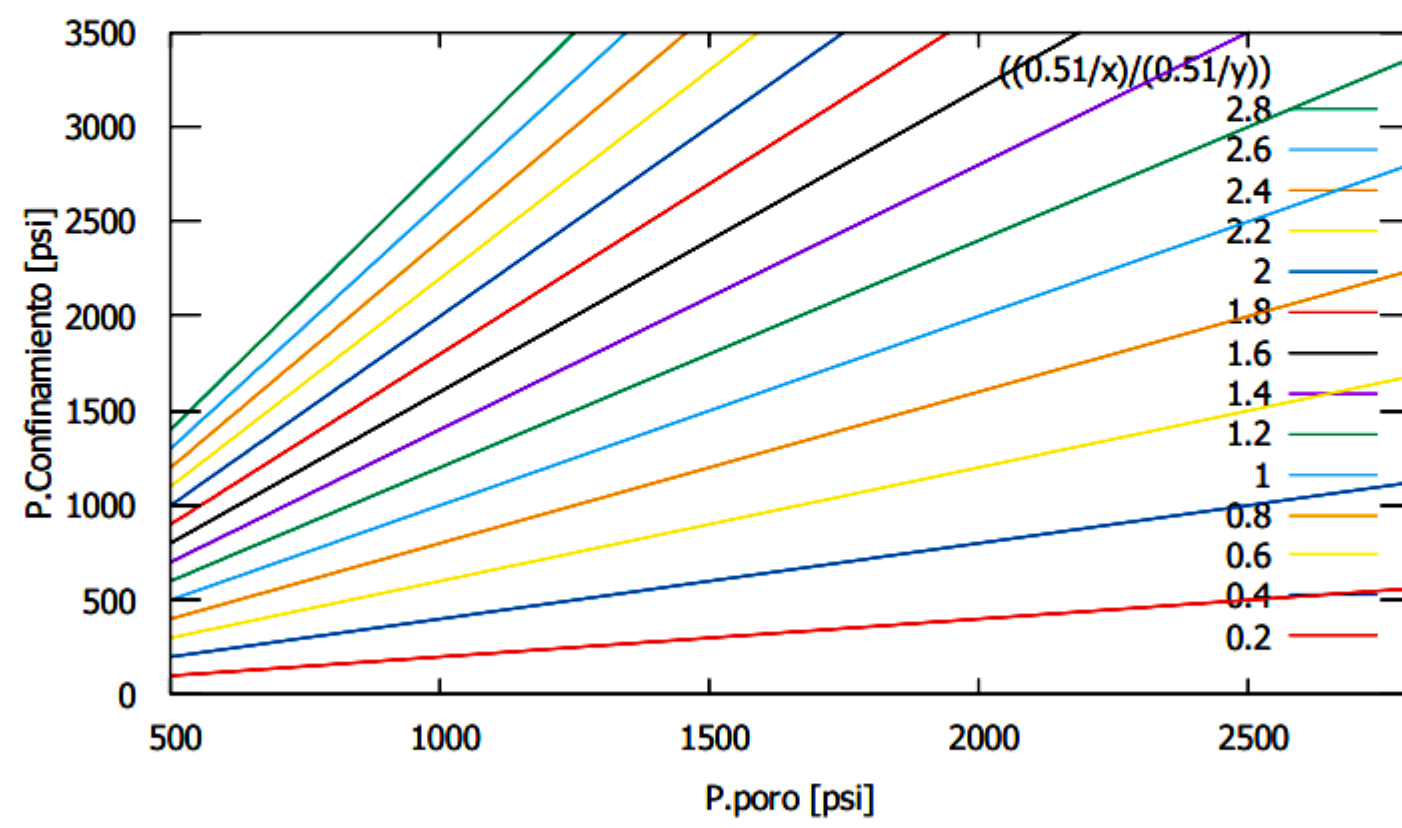
Para poder representar físicamente diferentes estudios de esfuerzos efectivos en la muestra de roca, se incrementó la presión de confinamiento a 3500 psi. La presión de poro se fijó considerando el promedio aritmético entre la contrapresión del sistema y la presión de inyección. Este se hizo para 3 condiciones de contrapresión manteniendo siempre la presión de poro para cada punto experimental. De esta manera el esfuerzo efectivo en cada condición de presión de inyección en un esquema que va desde 700 psi hasta 3000 psi. Estas determinaciones se realizaron por duplicado. En total se efectuaron 6 puntos experimentales que corresponde a una condición de esfuerzo efectivo., Fig. 8.

Fig.8.-Diseño de pruebas experimentales, para evaluar  $k_{abs}$  del sistema a diferentes estados de  $\sigma'$ .



A partir de los resultados obtenidos, y mediante la generación de isóneas de contornos se estimó el coeficiente de esfuerzo efectivo Fig.9, que muestra un comportamiento aparentemente lineal. Mediante un ajuste de mínimos cuadrados se obtuvieron los valores  $c=-0.0305$  y  $d=-3449.02$ , de acuerdo a la Ec.10.

Fig.9.- Líneas de contorno



$$\eta_k = c\sigma' + d \quad \text{Ec.10}$$

## Resultados

En las Fig. 10 y 11, se representa los valores de los diferenciales de presión que se obtuvieron en cada condición  $\sigma'$ , y en la Fig. 12 se muestran los valores de  $k$  para  $\sigma'$ . Puede apreciarse que en el dominio de  $P_f$ , cuando este disminuye la permeabilidad se reduce hasta en un 32%. Esto puede generar un efecto importante en el flujo de fluidos en el medio poroso.

Fig.10.- Diferencial de presión vs tiempo en la prueba 1.

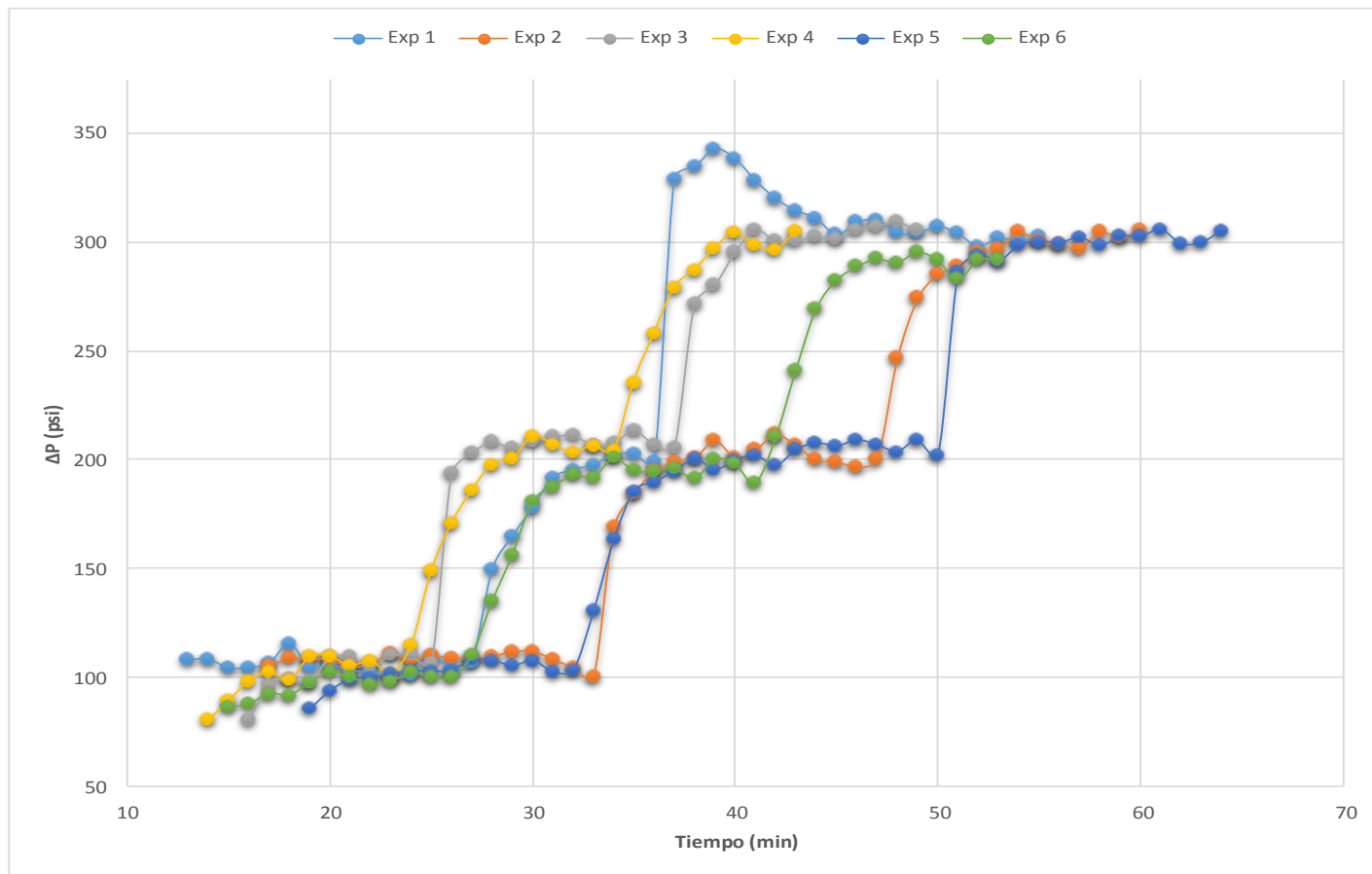


Fig.11.- Diferencial de presión vs tiempo prueba 2 (reproducibilidad)

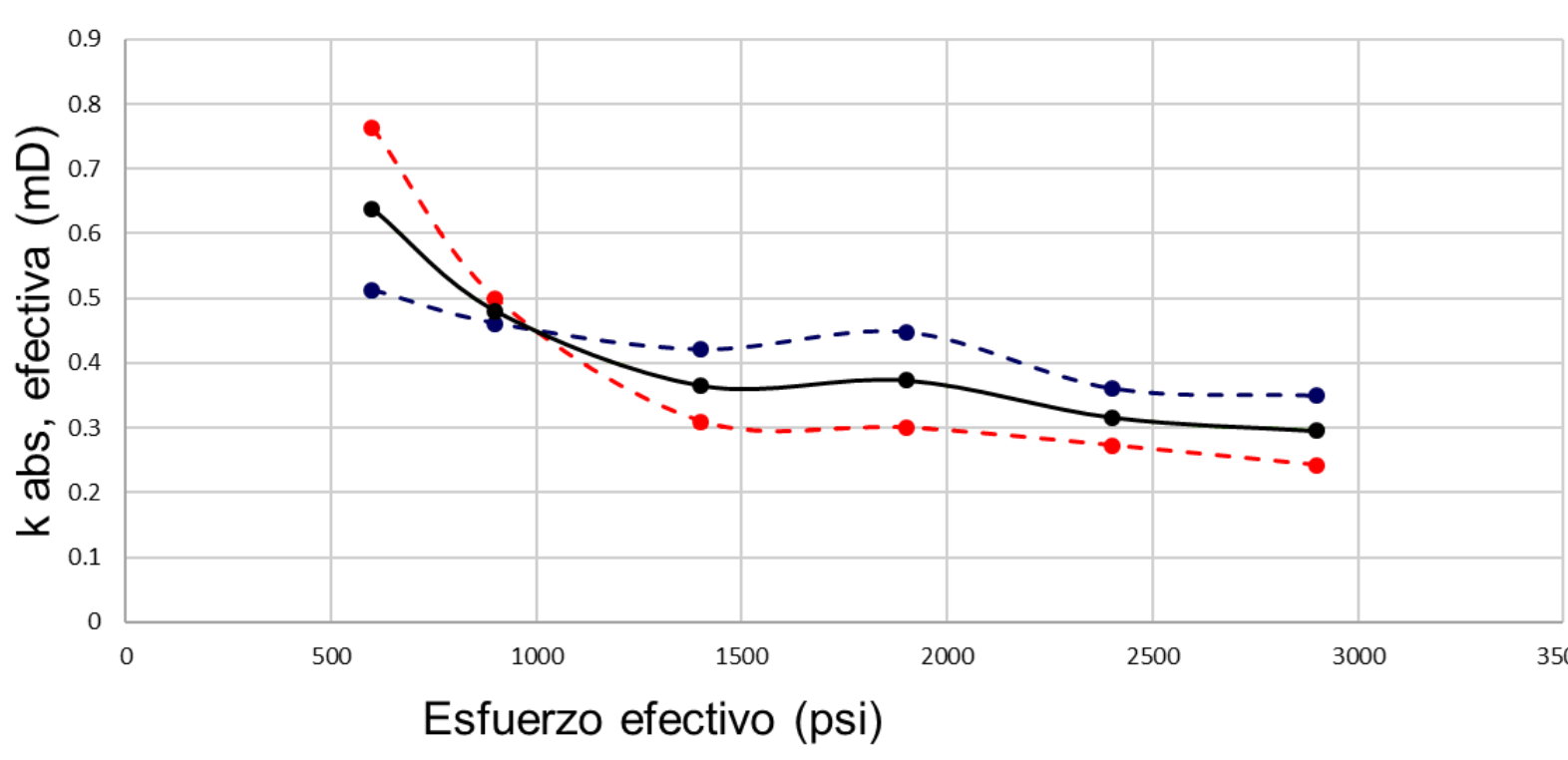
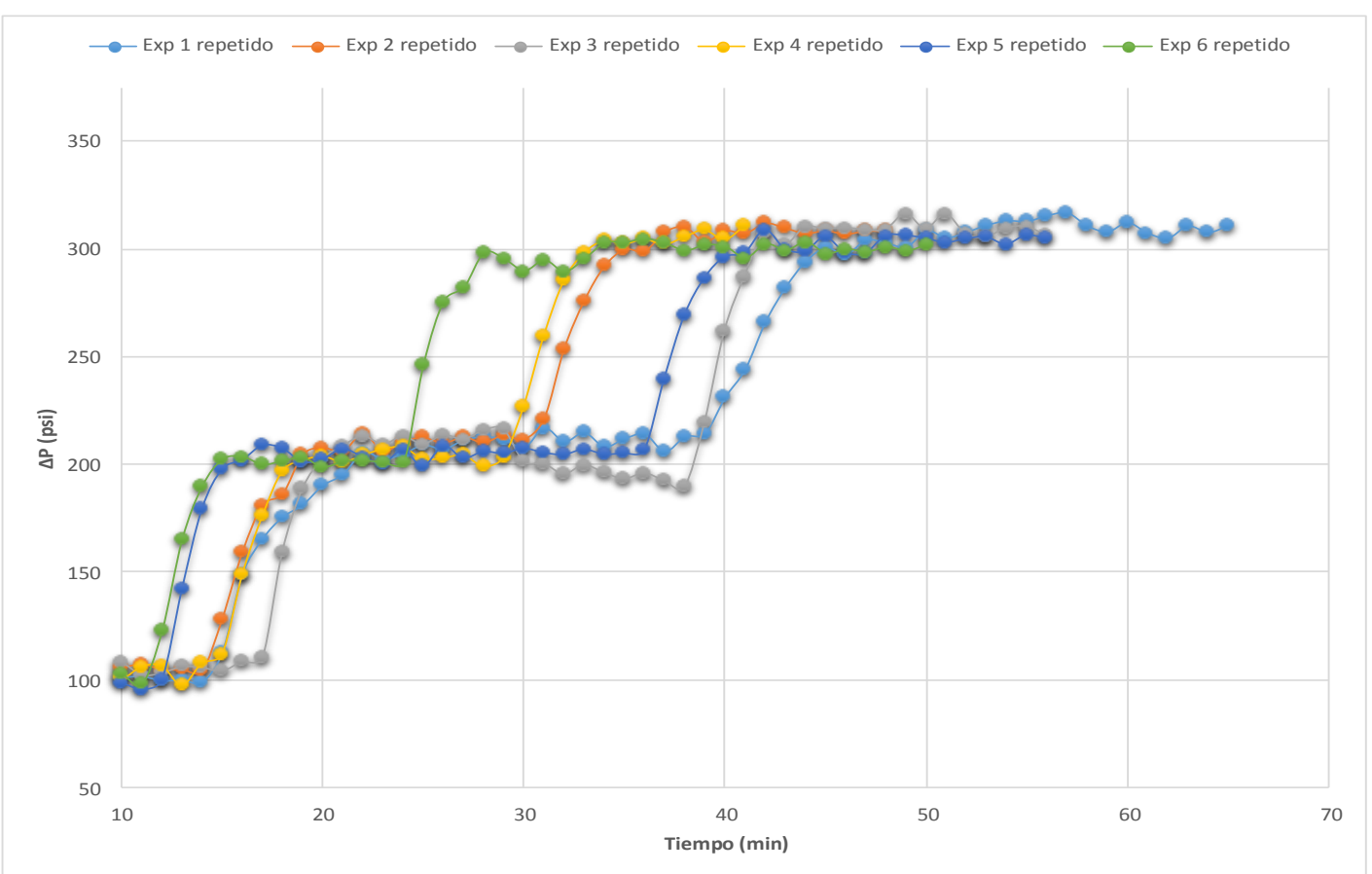


Fig.12.- Permeabilidad en función de esfuerzo efectivo.

## Conclusiones

La permeabilidad absoluta efectiva se comporta de manera proporcional con el esfuerzo efectivo.

- $k_{abs}$  efectiva  $\propto \sigma'$ .

Cuando el esfuerzo efectivo es menor a 2900 psi (19.9Mpa), la permeabilidad absoluta efectiva tiende a adquirir una expresión exponencial.

- $k_{abs}$  efectiva =  $a\sigma'^b$ .

Por otro lado, cuando la presión efectiva es mayor a 3000 psi (20.6 Mpa), la permeabilidad absoluta efectiva tiende a presentar un comportamiento casi lineal.

- Hipótesis:  $k_{abs} = a\sigma' + b$  (tendencia lineal)

## Agradecimientos

Se agradece al posgrado del Instituto Mexicano del Petróleo por habernos permitido participar en el congreso INTERPORE 2020 y en particular a la Red de Geomecánica del Fondo Sectorial Conacyt-Sener-Hidrocarburos.

## Referencias

- S. Ghabezloo et al. "Effective stress law for the permeability of a limestone" / International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences 46 (2009) 297-306
- A. Restrepo et al. "Evaluation of water oil relative permeability of fractured rock under variable conditions of hydrostatic stress and capillary number" / Society of Petroleum Engineers SPE-185584-MS.