

# Investigación experimental de la permeabilidad aparente de un *shale* con consideración de efectos de deslizamiento del gas y su dependencia frente a los esfuerzos

Por **Agustín Guillermo Garbino** y **Matías Alejandro Urio**  
(ITBA/Texas Tech University)

## Introducción

El estudio y la adecuada caracterización de las propiedades mecánicas y petrofísicas de las rocas, como la permeabilidad, se han vuelto cruciales para lograr un desarrollo exitoso con caudales de producción comerciales en un reservorio no convencional.

En este tipo de yacimientos existe heterogeneidad en la geología desde

la escala de cuenca hasta la estructura de los poros a escala nanométrica, lo que da como resultado múltiples escalas de porosidad y permeabilidad. Aunque la red compleja de fracturas naturales e inducidas controlan la productividad del yacimiento en una etapa inicial, son las propiedades de la matriz las que determinan la producción de un pozo durante períodos de tiempo más prolongados. Dado que la permeabilidad in-

trínseca evoluciona con el tiempo durante la producción, debido a los efectos del estrés y los efectos del régimen de flujo, es necesario cuantificar la variación de la permeabilidad frente a estos efectos.

Durante la producción de gas de un *shale*, a medida que disminuye la presión en los poros, la matriz siente un aumento en el estrés efectivo (diferencial entre la presión de confinamiento y la presión poral)

**Petrotecnia abre un espacio para difundir los trabajos realizados por los jóvenes profesionales del sector. En esta ocasión, un *paper* realizado sobre la base de mediciones de permeabilidad en muestras de rocas de *shale gas* correspondientes a la formación Eagle Ford, Texas, Estados Unidos.**

Heller *et al.*, 2014). Mientras que en flujo Darcy la asunción de continuidad es válida y el caudal es proporcional al gradiente de presión, en el flujo de difusión las moléculas se mueven independientemente unas de otras y el flujo es impulsado por colisiones molécula-molécula de gas y colisiones molécula de gas-pared de poro (Figura 1). Si hay una contribución del flujo de difusión al flujo total, existe transporte molecular a lo largo de las paredes de los canales de flujo. Este efecto, también conocido como efecto de deslizamiento de Klinkenberg, se manifiesta a bajas presiones porales como un aparente aumento de la permeabilidad de la roca. En este caso, las mediciones de laboratorio deben corregirse por deslizamiento de las moléculas de gas para poder usarse los valores de permeabilidad en modelos de yacimientos no convencionales.

Según el amplio estudio presentado por Cui *et al.* (2009), ambos efectos podrían ser analizados por separado: la reducción de la permeabilidad por depletación y el aumento de la permeabilidad asociado con la difusión de Knudsen y el deslizamiento molecular a una presión poral muy baja. A partir de resultados experimentales, este estudio muestra que el efecto de deslizamiento del gas puede tener un impacto significativo sobre las mediciones de permeabilidad de reservorios no convencionales, incluso cuando dichas mediciones se realizan a presiones porales altas (> 7 Mpa), donde muchos investigadores asumen que el deslizamiento del gas es insignificante (Cui *et al.*, 2009; Heller *et al.*, 2014).

En este trabajo se presentan resultados experimentales de una muestra de roca preservada de la formación Eagle Ford cuyos valores de

que conduce a permeabilidades más bajas debido al estrechamiento de las gargantas porales. En contraposición, la permeabilidad también es afectada por el régimen de flujo. De acuerdo con la literatura, el transporte de gas a través de la matriz de un *shale* se describe como una combinación de flujo de Darcy con flujo de difusión, especialmente a bajas presiones en rocas porosas dominadas por microporos (Cui *et al.*, 2009;

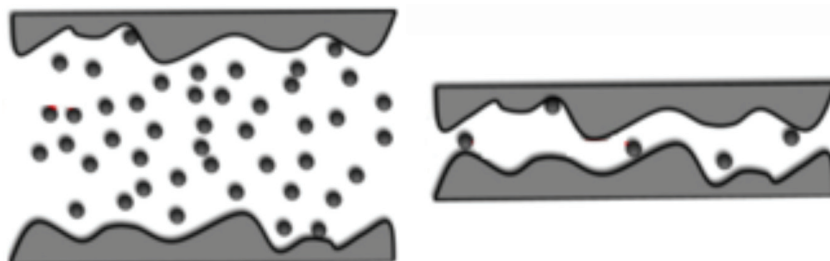


Figura 1. Izquierda: flujo Darcy. Derecha: flujo de difusión (modificado de Nazari *et al.*, 2016).

permeabilidad medida cubren una amplia gama de resultados a diferentes condiciones. Con la intención de contrastar resultados, cada set de mediciones se realizó con helio y metano como fluidos porales. En una primera instancia, el enfoque estuvo en estudiar la dependencia de la permeabilidad respecto al estrés efectivo dejando la presión de confinamiento constante (15 MPa) y variando la presión poral desde 1 MPa a 12 MPa. Luego se cuantificó el efecto Klinkenberg sosteniendo un estrés efectivo constante y aumentando para cada medición la presión de confinamiento y la presión poral conjuntamente. Finalmente, en base a los resultados anteriores, se analizó cualitativamente el impacto de los efectos de la adsorción sobre la permeabilidad.

## Metodología

### Preparación de la muestra

Se realizaron mediciones de permeabilidad sobre una muestra de roca de la formación Eagle Ford, un shale de los Estados Unidos.

Para preparar la muestra, se limaron los contornos de las superficies superior e inferior del testigo con papel de lija hasta que la superficie fue lo suficientemente lisa como para evitar cualquier fuga en la celda causada por irregularidades superficiales. Luego se pesó la muestra y se midieron su longitud y diámetro con un calibre.

Para eliminar el agua inicial, la muestra de roca se secó a 105 °C durante la noche, mientras estaba conectada a una bomba de vacío. Todas las mediciones se realizaron a temperatura constante de 24 °C.

### Metodología por decaimiento del pulso de presión

La técnica por decaimiento del pulso de presión o estado no-estacionario, que se muestra esquemáticamente en la figura 2, consta de una celda reservorio aguas arriba y aguas abajo y de una celda para la muestra en el medio. Esta consiste en aplicar un pequeño pulso de presión desde el reservorio corriente arriba al reservorio corriente abajo, a través del espacio poral de la muestra, y en registrar los cambios de presión en

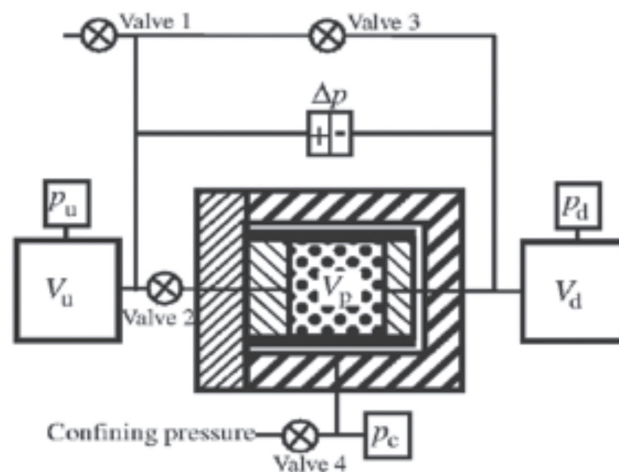


Figura 2. Esquema del instrumental para la técnica por decaimiento del pulso de presión (Cui *et al.*, 2009).

ambas celdas reservorio en función del tiempo. Al ajustar las curvas de presión resultantes a un dado modelo de flujo, se puede determinar la permeabilidad de la muestra de roca.

La configuración del instrumental permite aplicar presión de confinamiento para representar las condiciones de estrés del reservorio. La presión poral se suministra desde un tanque de gas y la presión deseada para la medición se ajusta mediante un regulador de presión.

Después de establecer la presión de confinamiento inicial, también debe establecerse la presión poral inicial. Para hacer esto, las válvulas 1, 2 y 3 se abren y luego se inyecta gas en todo el sistema. La presión en el reservorio aguas arriba se regula con un pistón y la presión del sistema se mide en los reservorios aguas arriba y aguas abajo mediante transductores. Una vez que la presión se estabiliza en todo el sistema, las válvulas 2 y 3 se cierran. Posteriormente, la presión en el reservorio aguas arriba es elevada en un pequeño porcentaje (por ejemplo, un 5%). Una vez que alcanza el equilibrio, la válvula 2 se abre y se envía un pulso de presión desde el reservorio corriente arriba al depósito corriente abajo, a través de la muestra. Se mide la respuesta de presión del reservorio aguas abajo. Con las funciones de  $P_u(t)$  and  $P_d(t)$  es posible calcular la presión diferencial adimensional ( $\Delta P_D$ ), que se define de la siguiente manera:

$$\Delta P_D = \frac{P_u(t) - P_d(t)}{P_u(0) - P_d(0)} \quad (1)$$

Los valores de  $\Delta P$  versus  $t$  luego pueden analizarse para determinar la permeabilidad de la muestra basándose en una solución analítica que describe los cambios de presión durante el experimento, tomando como input parámetros conocidos, como los volúmenes de los reservorios, el volumen poral de la muestra y las propiedades del gas (Cui *et al.*, 2009).

Si los cambios de presión en el yacimiento aguas arriba son pequeños (por ejemplo, <5%), entonces la presión diferencial experimental a largos períodos de tiempo se convierte en una función exponencial dependiente únicamente del tiempo y puede aproximarse como (Suntherland y Cave, 1980):

$$\Delta P(t) = \Delta P_0 e^{-mt} \quad (2)$$

Donde  $\Delta P_0$  es el pulso de presión aplicado y  $m$  depende de la permeabilidad de la siguiente manera:

$$m = - \frac{k \left( \frac{A}{L} \right) \left( \frac{1}{V_u} + \frac{1}{V_d} \right)}{\mu \beta} \quad (3)$$

Donde:

$V_u$ ,  $V_d$  son los volúmenes de los reservorios aguas arriba y aguas abajo

$L$  = largo de la muestra

$A$  = área de corte de la muestra

$\mu$  = viscosidad del gas a temperatura y presión poral promedio (Lemmon and Jacobsen, 2004)

$k$  = permeabilidad de la muestra

$\beta$  = compresibilidad del gas

Para calcular la permeabilidad mediante la técnica de decaimiento

del pulso de presión es necesario graficar  $\Delta PD$  logarítmicamente en función del tiempo y aproximar la curva para los mayores valores de tiempo a la línea recta que mejor ajuste. Con la pendiente de la curva  $m$  es posible calcular la permeabilidad con la manipulación de la Ec. 3, que resulta en:

$$k = -\frac{m\left(\frac{L}{A}\right)\mu\beta(V_u V_d)}{(V_u + V_d)} \quad (4)$$

Un modelo presentado por Cui *et al.* (2009) sugiere que se puede agregar un factor de adsorción  $fI$  a la ecuación anterior, que depende del volumen de gas adsorbido en comparación con la porosidad de la muestra. Dado que las mediciones en este trabajo se realizaron con el Autolab1000 como instrumento para realizar la técnica de decaimiento del pulso de presión, que no contempla la adsorción para sus cálculos de permeabilidad, este efecto fue despreciado. Sin embargo, la adsorción se tuvo en cuenta cualitativamente para el análisis de la permeabilidad aparente al testear diferentes gases.

Para analizar el impacto de la presión poral sobre la permeabilidad se realizaron varios ensayos en los cuales se dejó constante la presión de confinamiento y se varió únicamente la presión poral. Las mediciones de decaimiento del pulso de presión se realizaron con una presión de confinamiento de 15 MPa y una presión poral variable entre 1 MPa y 12 MPa. Además, para estudiar el efecto del deslizamiento sobre la permeabilidad se realizaron una serie de mediciones a un estrés efectivo constante de 10 MPa aumentando conjuntamente la presión poral y la presión de confinamiento de 1 MPa a 12 MPa y de 11 MPa a 22 MPa, respectivamente.

### Efecto Klinkenberg

Dado que las mediciones de permeabilidad se realizaron con el empleo de gas como fluido poral, fue necesario contemplar el efecto Klinkenberg. Debido al deslizamiento de las moléculas de gas en las paredes de los poros, las permeabilidades medidas en laboratorio con este tipo de fluido son más altas que las obtenidas con un líquido, y dado que la permeabilidad se define como

una propiedad intrínseca de las rocas porosas que es independiente del fluido utilizado, este valor debe ser corregido. Fue necesario realizar pruebas variando tanto la presión de confinamiento como la presión poral. El objetivo fue registrar mediciones de permeabilidad a diferentes presiones porales, pero manteniendo constante el estrés efectivo. Una vez que se obtienen los datos, se puede graficar la permeabilidad frente a la inversa de la presión poral promedio (calculada a partir del promedio de las presiones aguas arriba y aguas abajo de la muestra), como se indica en la siguiente ecuación derivada de Klinkenberg (1941):

$$k_g = k_l \left(1 + \frac{b}{p}\right) \quad (5)$$

donde  $k_g$  es la permeabilidad medida con gas,  $k_l$  es la permeabilidad a una presión infinita (permeabilidad intrínseca) y  $b$  es el factor de deslizamiento.

La teoría predice una tendencia lineal, a partir de la cual se puede calcular la permeabilidad intrínseca de la muestra y el factor de deslizamiento de Klinkenberg ( $b$ ).

### Adsorción

Como se ha discutido en estudios previos (Pang *et al.*, 2017; Cui *et al.*, 2009), los efectos de adsorción deben ser considerados en ensayos para determinar la permeabilidad; de lo contrario, se estará subestimando la permeabilidad, especialmente en el caso de rocas fuertemente adsorbentes, como lo son los *shale* de gas ricos en contenido orgánico con grandes superficies de contacto.

Como se comentó, aunque se han desarrollado muchos modelos para medir la permeabilidad teniendo en cuenta la adsorción del gas, en este estudio se realizaron dos sets de pruebas para cada muestra empleando gases con diferentes potenciales de adsorción para comparar entre ellos. El primer conjunto de mediciones se realizó con metano como fluido, mientras que el segundo se realizó con helio. El propósito fue detectar las diferencias en las mediciones de permeabilidad si se usaban dos gases con diferente tamaño de molécula. Como la permeabilidad

de los *shales* es muy baja, los efectos de adsorción se deben tener en cuenta al medir la permeabilidad. Considerando que los *shales* asumen el papel de rocas generadoras en el proceso de generación del petróleo y gas, estas rocas suelen ser fuertemente adsorbentes a los hidrocarburos gaseosos, como el metano.

## Resultados y discusión

El Autolab1000 desarrollado por New England Research Inc. se utilizó como instrumental para las mediciones por decaimiento del pulso de presión. Tiene la ventaja de calcular la permeabilidad por sí solo a diferentes frecuencias de pulso. Luego de medir la permeabilidad de una muestra de Eagle Ford a varias presiones porales, se analizaron los resultados de la presión frente al tiempo para minimizar los posibles errores en el *matching* de los datos con el modelo. Se descartaron las mediciones de permeabilidad que no parecían confiables. Como se muestra en la figura 3, el criterio de control de calidad para llegar a una estimación final de la permeabilidad consistió en verificar si la curva calculada para la presión aguas abajo (curva negra) tenía una forma suave y coincidía con la medición de la presión aguas abajo (curva azul), entonces se aceptaba el valor, de lo contrario, la medición se rechazaba y era descartada para el análisis. También se tuvo en cuenta la presión de referencia aguas abajo (curva rosada), ya que si esta curva se mantiene plana significa que la frecuencia no se sintonizó correctamente.

### 1. Permeabilidad dependiente del esfuerzo

La permeabilidad medida, tanto para metano como para helio se grafica frente a la presión en la figura 4.

Como se muestra en la figura 4, la permeabilidad medida tiene una tendencia creciente frente al aumento del estrés efectivo, que es opuesta al comportamiento esperado antes de realizar las mediciones. Como se comentó, una disminución de la presión poral trae como consecuencia una alta competencia entre dos efectos opuestos: el estrechamiento de los poros, debido al aumento

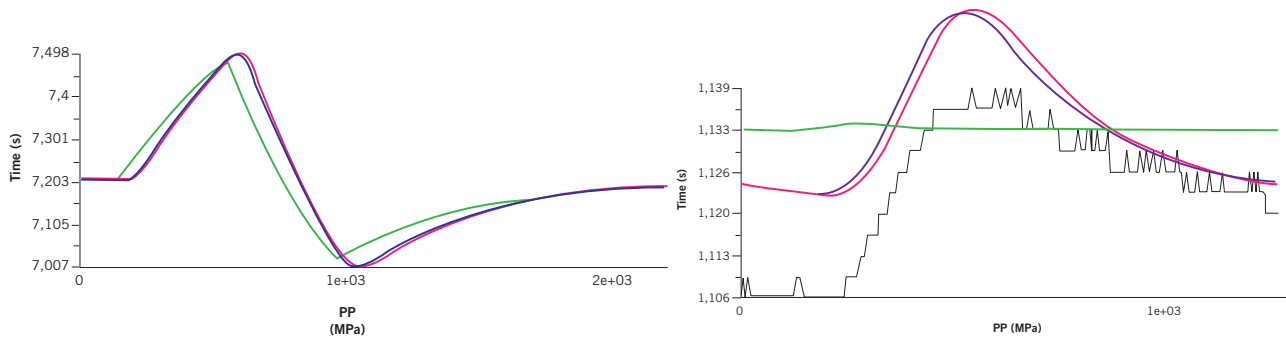


Figura 3. Criterio para control de calidad. La curva calculada (curva negra) debe ajustar la curva medida (curva azul). Izquierda: análisis aceptado. Derecha: análisis rechazado.

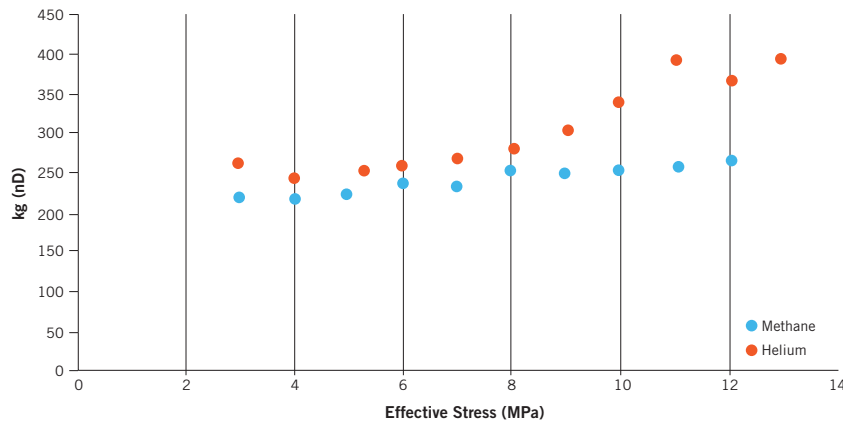


Figura 4. Permeabilidad versus estrés efectivo (CP - PP).

del esfuerzo neto que conlleva una disminución de la permeabilidad; y el efecto de deslizamiento del gas que provoca un aumento de la permeabilidad aparente. Sin embargo, esta muestra exhibe un fuerte efecto de deslizamiento incluso a altas presiones porales (estrés efectivo bajo).

Con el fin de individualizar ambos fenómenos, muchos investigadores sugieren que las mediciones de permeabilidad realizadas a alta presiones porales (>7 MPa) prácticamente no se ven afectadas por el efecto de deslizamiento. Los resultados muestran que esta suposición no aplica en este caso, por lo que es imposible derivar una ley de la permeabilidad en función del estrés efectivo. Tampoco es posible analizar por separado cuánto impacta el aumento en el estrés efectivo sobre esta muestra de Eagle Ford.

Adicionalmente, dado que no se pudo determinar una clara relación para el impacto del estrés efectivo, suponemos que la compresibilidad de la roca podría ser tan baja que esta prácticamente no sufre deformación ante un incremento en los esfuerzos.

La diferencia entre los valores de permeabilidad para el metano y

el helio son atribuidos a los efectos de adsorción y al efecto de tamizado molecular que ocurre en la fina estructura de los poros. Como era de esperar, los valores de permeabilidad del metano son menores que los del helio. La razón es que el metano tiene moléculas más grandes que el helio y es adsorbido más fuertemente en una *shale*.

El error relativo para bajos estreses efectivos varía entre el 11% y el 17%, mientras que para estreses efectivos más altos (presión poral baja)

oscila entre un 27% y un 34%. Esta diferencia se puede explicar por el aumento del efecto de deslizamiento. A baja presión poral, el camino libre promedio (*mean free path*) de las moléculas (distancia entre colisiones moleculares) aumenta significativamente para ambos gases, con lo cual esto conduce a colisiones moléculas-paredes de poros más frecuentes y, por lo tanto, aumenta la difusión de Knudsen y el deslizamiento molecular. La aparente mejora en la permeabilidad usando helio se basa en un efecto de deslizamiento más fuerte en este gas debido a que tiene un mayor camino libre promedio ( $\lambda_{He} \approx 2\lambda_{CH_4}$ ).

## 2. Análisis del efecto Klinkenberg

El efecto Klinkenberg fue analizado a partir de graficar los valores de permeabilidad medidos a un estrés efectivo constante contra la inversa del promedio de la presión poral. Los resultados se presentan en la figura 5.

Como se muestra en la figura 5, los valores de permeabilidad medida con metano como fluido del medio poroso se alinean en una línea rec-

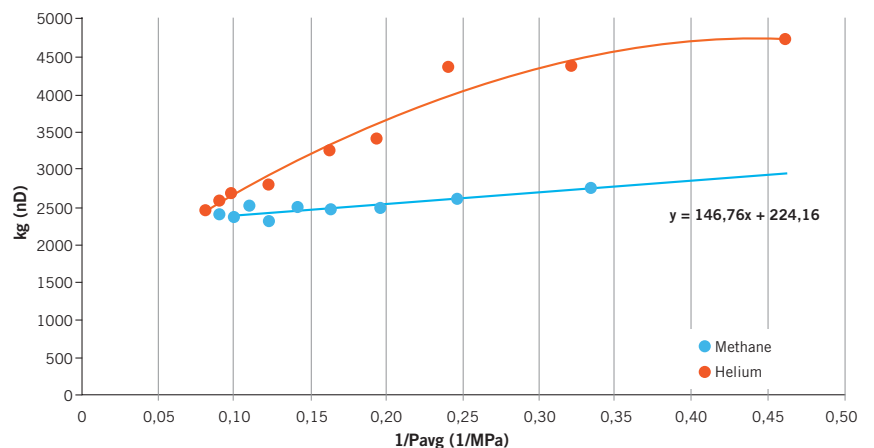


Figura 5. Gráfico de Klinkenberg. Notar el desvío de la tendencia lineal a bajas presiones porales para las mediciones con helio.

ta, lo que hizo posible encontrar una regresión lineal que represente apropiadamente la tendencia de los puntos. La permeabilidad intrínseca se obtuvo mediante una extrapolación lineal de la ordenada al origen. Con la pendiente de la curva, fue posible calcular el factor de deslizamiento mediante la Ec. 5. Sin embargo, se observa un comportamiento diferente para los datos medidos con helio, ya que los valores comienzan a desviarse de una línea recta a presiones porales más bajas (Tabla 1).

| Símbolo    | Valor |
|------------|-------|
| $k_l$ (nD) | 224.2 |
| $b$ (MPa)  | 0.65  |

Tabla 1. Resultados de permeabilidad intrínseca y factor de deslizamiento para las mediciones con metano.

### 2.1. Caracterización del régimen de flujo

Con el fin de explicar la desviación del helio respecto al comportamiento lineal predicho por Klinkenberg, se calculó el número de Knudsen en cada medición para identificar el régimen de flujo predominante. El número de Knudsen se define como:

$$Kn = \frac{\lambda}{D} \quad (6)$$

donde  $\lambda$  es el camino libre promedio y  $D$  es la longitud característica del conducto. Basándose en  $Kn$ , es posible identificar los regímenes de flujo en el sistema que caracterizan la dinámica del gas a partir de las colisiones entre moléculas y paredes porales (Zhang W-M *et al.*, 2012):

- I. Para  $Kn < 10^{-2}$ , el flujo está en régimen completamente continuo, la ley de Darcy es válida.
- II. Para  $10^{-2} < Kn < 10^{-1}$ , el flujo puede considerarse como de deslizamiento (*slip flow*). El fenómeno de deslizamiento afecta al flujo, pero la asunción de continuidad permanece válida.
- III. Para  $10^{-1} < Kn < 10$ , el flujo está en un régimen transicional entre flujo con deslizamiento y un flujo con completa libertad de movimiento de las moléculas.
- IV. Para  $Kn > 10$ , se está en un régimen con completa libertad de movimiento de las moléculas (*free-molecular flow*). Las colisiones entre las moléculas de gas y las paredes porales son

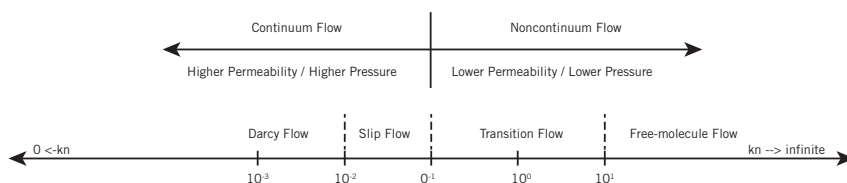


Figura 6. Categorización de regímenes de flujo de acuerdo con el número de Knudsen (modificado de Moghadam *et al.*, 2016).

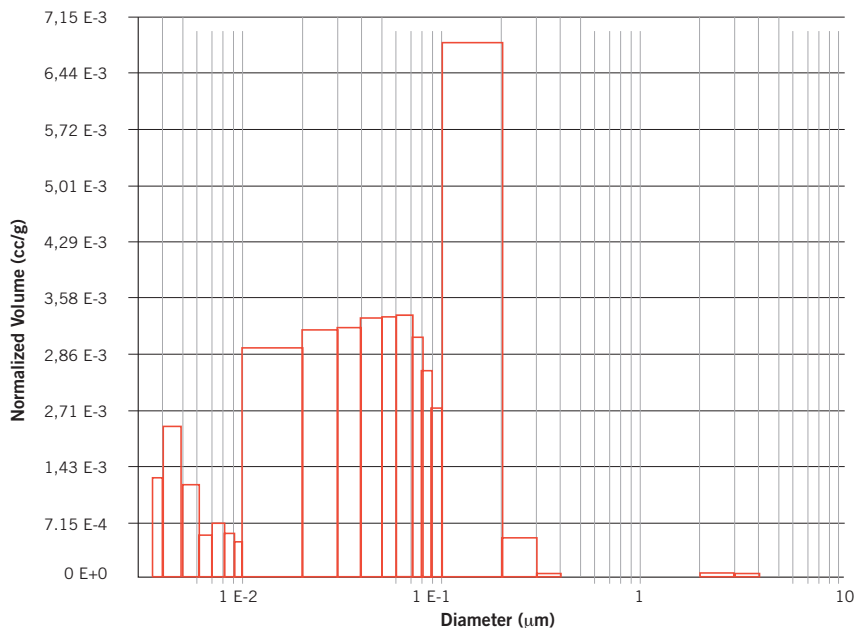


Figura 7. Volumen normalizado versus diámetro de garganta poral. Notar que la distribución no pudo ser ajustada a una función de probabilidad conocida.

las dominantes y las colisiones intermoleculares puede ser ignoradas.

Se realizó una prueba de inyección de mercurio utilizando Quantachrome Poremaster 33 para caracterizar la distribución de los tamaños de los poros y calcular el tamaño medio de los poros de la muestra de Eagle Ford para utilizarlo como longitud característica del conducto en el cálculo del número de Knudsen (Sakhaee-Pour *et al.*, 2012).

La media calculada para la distribución de los poros fue de 52 nm. Sin embargo, como el tamaño de poro medio calculado parecía ser demasiado grande considerando la baja permeabilidad de la muestra en comparación con otras experiencias de Nazari *et al.* (2016) y Pang *et al.* (2017), y como la prueba de inyección de mercurio no proporcionó resultados confiables (Figura 7), se consideró que el tamaño promedio debía ser al menos un orden de magnitud menor. Se realizó un análisis

adicional para estimar el camino libre promedio, siguiendo un enfoque modificado de Heller *et al.* 2013 (Apéndice 1). Considerando la permeabilidad intrínseca calculada previamente, el resultado para el ancho de la garganta poral promedio fue 1.4 nm.

Teniendo en cuenta la sobreestimación del tamaño medio de los poros calculado por la prueba de inyección de mercurio y las incertidumbres de la aproximación teórica del ancho de la garganta poral promedio, se utiliza un valor para la longitud característica del conducto ( $D$ ) de 5 nm para los cálculos del número de Knudsen, ya que se lo considera como representativo del rango posible de valores del orden de magnitud esperado. Este valor también es el más bajo incluido en el rango de tamaños de gargantas porales informado por Nelson (2009) para rocas generadoras de Estados Unidos.

El camino libre promedio del gas se calculó a partir de la siguiente ecuación:

$$\lambda = \frac{k_B T}{\sqrt{2} \pi \sigma^2 P} \quad (7)$$

donde  $k_B$  es la constante de Boltzmann ( $1.3805 \times 10^{-23}$  J / K), T es la temperatura absoluta, P es la presión del gas y  $\sigma$  es el diámetro de colisión de las moléculas de gas. El diámetro de colisión se puede estimar a partir de la viscosidad del gas utilizando la siguiente ecuación (Hildebrand, 1976):

$$\sigma^2 = \frac{2\sqrt{mk_B T}}{3\pi^{3/2}\mu} \quad (8)$$

donde m es la masa de la molécula y  $\mu$  es la viscosidad del gas. Todos los parámetros de los fluidos fueron extraídos de la base de datos del NIST (*National Institute of Standards and Technology*).

Como se muestra en las figuras 8

y 9, los resultados de  $Kn$  se graficaron frente a la permeabilidad tanto para el helio como para el metano, junto con la presión poral frente a la permeabilidad para mostrar ambas tendencias juntas.

Las mediciones de permeabilidad frente al número de Knudsen para el metano se aproximan a una línea recta. Pero para la permeabilidad medida con helio, a medida que aumenta el número de Knudsen, la permeabilidad no sigue una relación lineal, lo que significa que la corrección de Klinkenberg no funciona en estas regiones. Para presiones más altas,  $Kn$  muestra que predomina el régimen de flujo de deslizamiento, mientras que para presiones más bajas predomina un flujo de transición. Se concluye que el régimen de flujo de transición es la razón de la desviación de la tendencia lineal,

opuesta a la teoría de Klinkenberg.

Según Beskok y Karniadakis (1999), se deben utilizar modelos de deslizamiento de mayor orden para predecir el comportamiento del flujo específicamente cuando  $Kn > 0,1$ . Otro enfoque, como el que se muestra en Nazari *et al.* (2016), es utilizar la aproximación de Klinkenberg solo para los puntos donde el régimen de deslizamiento fue predominante, según los cálculos del número de Knudsen.

De acuerdo con lo comentado, la permeabilidad intrínseca para las mediciones de helio se calculó mediante una extrapolación lineal considerando solo los números de Knudsen más altos, como se muestra en la figura 10.

El resultado de la permeabilidad intrínseca determinada con helio se muestra en la tabla 2. Se puede notar que el valor prácticamente no difiere del calculado con metano. Este es el comportamiento esperado, ya que la permeabilidad intrínseca es una propiedad de la roca y no depende del fluido (Tabla 2).

| Symbol     | Methane | Helium |
|------------|---------|--------|
| $k_l$ (nD) | 224,2   | 223,8  |
| b (MPa)    | 0,65    | 2,5    |

Tabla 2. Resultados para la permeabilidad intrínseca y el factor de deslizamiento.

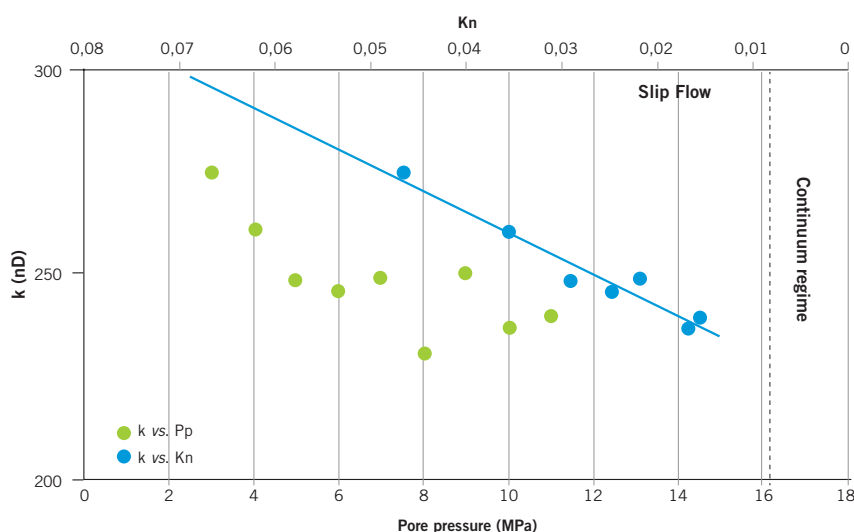


Figura 8. Permeabilidad medida con metano versus número de Knudsen y la presión poral. Notar que los resultados del número de Knudsen para el metano se alinean en una línea recta.

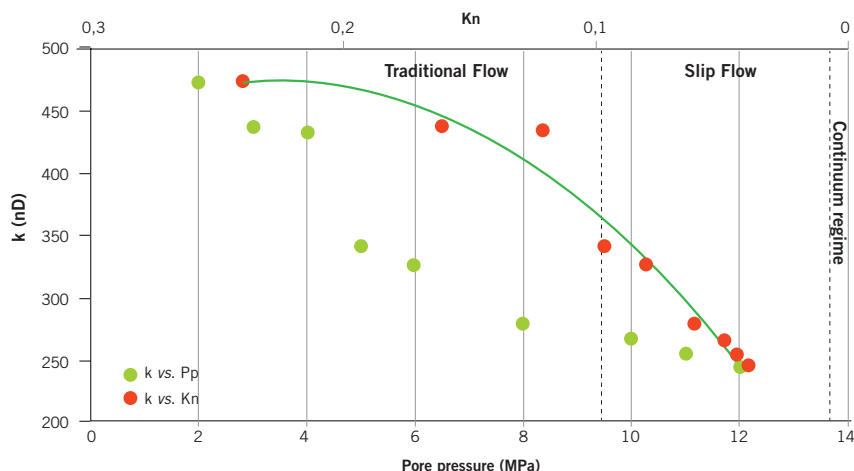


Figura 9. Permeabilidad medida con helio versus número de Knudsen y la presión poral. Notar que los resultados del número de Knudsen para el helio no se alinean en una línea recta.

Como se mencionó, aunque se utilicen altas presiones porales, las permeabilidades de gas obtenidas deben corregirse por el deslizamiento de gas de Klinkenberg. Esta muestra exhibe que, al usar helio como fluido poral, los valores de  $k_g$  obtenidos son entre alrededor del 20-40% más altos que la permeabilidad intrínseca a una presiones porales entre 8 y 12 MPa. Para el metano,  $k_g$  muestra ser un 7-20% más alta que  $k_l$  a presiones porales entre 3 y 11 MPa.

## Conclusiones y recomendaciones

En este trabajo, se realizaron experimentos de laboratorio con una muestra de roca de un *shale* gaseoso estudiando los efectos del estrés de confinamiento, la presión poral y el tipo de fluido poral sobre la permeabilidad. Las principales conclu-

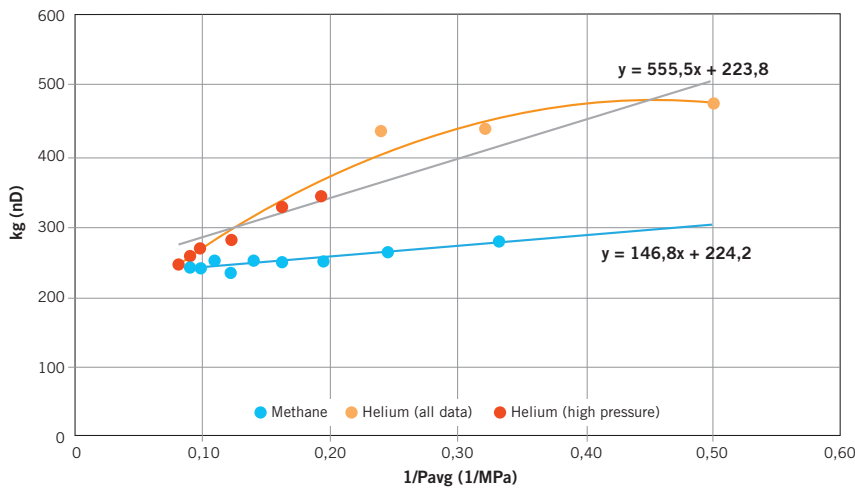


Figura 10. Gráfico de Klinkenberg. Para el helio, solo se consideraron valores de permeabilidad medidos a altas presiones porales para la extrapolación en la estimación de la permeabilidad intrínseca.

siones de este estudio experimental son las siguientes:

- Los resultados muestran que la asunción frecuentemente utilizada de que el deslizamiento de gas puede despreciarse a una presión poral superior a 7 MPa no siempre es válida. Como puede verse en la muestra de Eagle Ford, estas altas presiones no garantizan que el efecto Klinkenberg no tenga impacto sobre las mediciones. Las mediciones se vieron tan afectadas por este efecto que no se pudo individualizar el efecto del estrés efectivo.
- Como era de esperar, cuanto menor sea la presión poral a un estrés efectivo constante, mayor será el impacto del deslizamiento sobre la permeabilidad medida. La permeabilidad de la roca aumenta significativamente a bajas presiones porales debido al efecto de deslizamiento.
- El mejor modelo para corregir la permeabilidad por deslizamiento depende del régimen de flujo predominante, que puede diagnosticarse mediante el cálculo del número de Knudsen. Para el metano, la tendencia lineal de la permeabilidad medida *versus* la inversa de la presión poral y los cálculos del número de Knudsen mostraron un predominio del régimen de flujo con deslizamiento para todas las presiones porales medidas, lo que valida aún más el uso de la ecuación de Klinkenberg para calcular la permeabilidad intrínseca. Mien-

tras que para las mediciones de helio, la transición del régimen de deslizamiento al flujo transicional produce una desviación respecto a la tendencia lineal definida en el modelo de Klinkenberg. Por lo tanto, el modelo de Klinkenberg solo debe aplicarse cuando el flujo con deslizamiento es predominante.

- Para el metano se requieren presiones porales más bajas para entrar en flujo de transición que cuando se usa helio.
- La fuerte presencia de un flujo de deslizamiento predominante evidenciada por el número de Knudsen también es útil para justificar el comportamiento mostrado por los valores medidos de permeabilidad, los cuales se concluye que están fuertemente afectados por el deslizamiento.
- El efecto de adsorción y tamizado molecular de la fina estructura de los poros también contribuye a la diferencia entre los valores de permeabilidad para el metano y el helio. Como era de esperar, los valores de permeabilidad del metano son menores que los del helio. La razón de esto es que el metano tiene moléculas más grandes que el helio y es fuertemente adsorbente a los shales.
- Para trabajos futuros, se recomienda combinar este estudio con mediciones de la compresibilidad poral de la roca para validar si esta es una posible causa

del comportamiento anómalo de la muestra frente al estrés. También se sugieren mediciones y cálculos del factor de adsorción para obtener un valor más exacto de la permeabilidad. Además, se recomienda el uso de tecnologías más precisas para medir la distribución del tamaño de los poros para una mejor caracterización del régimen de flujo

## Apéndice

Asumiendo que el flujo total es la suma del flujo viscoso más constantes empíricas multiplicadas por el flujo de Knudsen, y suponiendo que la ley de Darcy es válida para caracterizar el comportamiento del flujo, Heller *et al.* (2013) propone la siguiente ecuación para calcular analíticamente el diámetro medio de la garganta poral. Este es el resultado de combinar la ecuación de Poiseuille para un flujo viscoso asumiendo una geometría de poros con forma de rendija, con la ley de Darcy:

$$k = \frac{w^4}{12A} \left[ 1 + \frac{1}{P} \frac{16c\mu}{w} \left( \frac{2RT}{\pi M} \right)^{1/2} \right] \quad (9)$$

donde  $c$  es una constante empírica,  $w$  es el diámetro de la garganta poral,  $A$  es el área del poro,  $R$  es la constante de los gases,  $M$  es la masa molar del gas,  $T$  es la temperatura y  $\mu$  es la viscosidad del gas.

La Ec. 9 tiene la misma forma que la ecuación de Klinkenberg (Ec. 5). En consecuencia, en Heller *et al.* (2013) se sugiere igualar el factor de deslizamiento con el término que multiplica a  $1/P$  para calcular el ancho de la rendija. Sin embargo, en este trabajo se siguió un enfoque diferente con el propósito de calcular  $w$  sin tener que utilizar ninguna constante empírica.

Primero, el área de la garganta poral se expresa de esta forma:

$$A = \frac{\pi w^2}{4} \quad (10)$$

Siguiendo el modelo de Klinkenberg, se reemplaza el término anterior para el área de la Ec. 9 en la Ec. 10. Entonces, la permeabilidad intrínseca puede expresarse en función de  $w$ :

$$k_l = \frac{w^2}{3\pi} \quad (11)$$





La Ec. 11 puede reformularse para calcular el diámetro de la garganta poral:

$$w = \sqrt{3\pi k_t} \quad (12)$$

### Agradecimientos

Esta investigación fue patrocinada por el Departamento de Ingeniería en Petróleo de Texas Tech University. Agradecemos al Dr. James Sheng y al Dr. Yu Pang, cuya asistencia, guía y comentarios constructivos fueron esenciales para su desarrollo.

### Bibliografía

Beskok A., Karniadakis G. E., 1999, "A model for flows in channels, pipes, and ducts at micro and nano scales", *Microscale Thermophys Eng*, nº 3, pp. 43-77.

Cui X., Bustin A. M. M., Bustin R. M., 2009, "Measurements of gas permeability and diffusivity of tight reservoir rocks: different approaches and their applications", *Geofluids*, nº 9, pp. 208-223.

Heller R., Vermylen J., Zoback M., 2014, "Experimental Investigation of matrix permeability of gas shales", *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, vol. 98, nº 5, pp. 975-995.

Hildebrand J., Viscosity of dilute gases and vapors. *Proc Natl Acad Sci* 1976, 73, pp. 4302-3.

Jones S. C., 1997, "A technique for

faster pulse-decay permeability measurements in tight rocks", *Society of Petroleum Engineers Reservoir Evaluation and Engineering*, no 12, pp. 19-25.

Klinkenberg L. J., 1941, "The permeability of porous media to liquids and gases", in *Drilling and Production Practice*, *American Petroleum Institute*, pp. 200-213.

Lemmon E. W., Jacobsen R. T., 2004, Viscosity and Thermal Conductivity Equations for Nitrogen, Oxygen, Argon, and Air, *International Journal of Thermophysics*, no 25, pp. 21-69.

Moghadam A., Chalaturnyk R., 2016, "Analytical and Experimental Investigations of Gas-Flow Regimes in Shales Considering the Influence of Mean Effective Stress", April, *SPE Journal*.

Nazari Moghaddam R., Jamiolahmady M., 2016, Slip flow in porous media, *Fuel*, no 173, pp. 298-310.

Nelson P. H., "Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales", *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, vol. 93, no 3 (2009), pp. 329-340.

NIST, National Institute of Standards and Technology, 2015, <http://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/>.

Pang Y., Soliman M. Y., Deng H., Xie X., 2017, "Experimental and analytical investigation of adsorption effects on shale gas

transport in organic nanopores", *Fuel*, no 199, pp. 272-288.

Sakhaee-Pour A., Bryant S., 2012, "Gas permeability of shale", *Society of Petroleum Engineers Reservoir Evaluation and Engineering*, vol. 15, no 4, pp. 401-9.

Sutherland H.J., Cave S.P., 1980, "Argon gas permeability of New Mexico rock salt under hydrostatic compression", *Int. J. Rock Mech. Min. Sci. and Geomech.*, Abstr.17, pp. 281-288.

Zhang W. M., Meng G., Wei X., 2012, "A review on slip models for gas microflows", *Microfluid Nanofluid*, no 13, pp. 845-82.

**Agustin G. Garbino** es Ingeniero en Petróleo del Instituto Tecnológico de Buenos Aires recibido con honores. Actualmente se desempeña como Ingeniero de Reservorios no Convencionales en Tecpetrol. Participe del Programa Research Experience for Undergraduate Students en Texas Tech University (Lubbock, TX, USA).

**Matías A. Urío** es Ingeniero en Petróleo del Instituto Tecnológico de Buenos Aires recibido con honores. Actualmente se desempeña como Ingeniero de Producción en Chevron Argentina. Participe del Programa Research Experience for Undergraduate Students en Texas Tech University (Lubbock, TX, USA).