



Revista de Geología Aplicada a la Ingeniería y al Ambiente • N.º 50 • 2023 • ISSN 2422-5703 • <https://www.editoriasagai.org.ar/>
Rossello, E.A. y Laprea-Bigott, M.
Efecto de la fracturación en el muestreo petrofísico de núcleos para la estimación de porosidad y permeabilidad
e012, <https://doi.org/10.59069/24225703e012>

Efecto de la fracturación en el muestreo petrofísico de núcleos para la estimación de porosidad y permeabilidad

Effect of fracturing on the petrophysical sampling of cores for the estimation of porosity and permeability

 Eduardo Antonio Rossello¹   Marcelo Laprea-Bigott² 

*Contacto

Recibido: 07 de agosto de 2023 ▪ Aceptado: 30 de octubre de 2023 ▪ Publicado: 16 de noviembre de 2023

Resumen

Los muestreos petrofísicos son una herramienta esencial para determinar la porosidad y permeabilidad de una roca reservorio con el objetivo de comprender sus condiciones de almacenamiento, recuperación y productividad de los fluidos que contiene, y así evaluar el potencial económico de un proyecto exploratorio. Sin embargo, el tamaño limitado de los diferentes tipos de núcleos condiciona la verdadera validez de sus determinaciones cuando se extrapolan al resto del yacimiento. La limitación mecánica en la extracción de núcleos (*plugs-tapones*) en áreas litológicas sin fracturas no logra reflejar el comportamiento del conjunto rocoso. Los resultados de porosidad y permeabilidad obtenidos de mediciones de laboratorio, al caracterizar solo las condiciones de la roca indeformada, son significativamente inferiores a los valores del conjunto cuando se incorpora la contribución de las fracturas. En este estudio, se investiga la influencia de la fracturación en el muestreo petrofísico de litologías heterogéneas de núcleos para la determinación de la porosidad y permeabilidad en rocas reservorio. Se analiza cómo las fracturas pueden afectar las mediciones petrofísicas y cómo esto puede impactar la precisión de las estimaciones de porosidad y permeabilidad en la evaluación de los yacimientos. Los resultados obtenidos proporcionan información petrofísica valiosa para mejorar las técnicas de muestreo en áreas con presencia de fracturas para la mejor caracterización de los reservorios y una toma de decisiones más informada en la industria del petróleo y gas. **Palabras clave:** núcleos litológicos, estudios petrofísicos, fracturas, reservorios naturalmente fracturados.

Abstract

Petrophysical sampling is an essential tool to determine the porosity and permeability of a reservoir rock in order to understand its storage conditions, recovery and productivity of the fluids it contains, and thus assess the economic potential of an exploratory project. However, the limited

1 Instituto de Geociencias Básicas (IGEBBA) – Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), Departamento de Ciencias Geológicas, Facultad de Ciencias Exactas y Naturales (FCEN), Universidad de Buenos Aires

2 Texas A&M University (TAMU), Harold Vance Department of Petroleum Engineering, College Station, Texas, TX 77843, Estados Unidos

size of the different types of cores conditions the true validity of their determinations when they are extrapolated to the rest of the reservoir. The mechanical limitation in the extraction of cores (plugs) in lithological areas without fractures fails to reflect the behaviour of the rock group. The porosity and permeability measurements obtained from laboratory samples, when only the undeformed rock is considered are significantly lower than the overall values when the contribution of fractures is incorporated. In this study, the influence of fracturing in the petrophysical sampling of heterogeneous lithologies of cores for the determination of porosity and permeability in reservoir rocks is investigated. We discuss how fractures can affect petrophysical measurements and how these can impact the accuracy of porosity and permeability estimates in reservoir evaluation. The results obtained provide valuable petrophysical information to improve sampling techniques in areas with the presence of fractures for better characterization of reservoirs and more informed decision making in the oil and gas industry.

Keywords: lithological cores, petrophysical studies, fractures, naturally fractured reservoirs.

INTRODUCCIÓN

En la fase de prospección de recursos hidrocarburíferos las empresas del sector utilizan métodos indirectos para caracterizar el subsuelo, entre ellos se destacan principalmente tecnologías de levantamientos magnéticos, gravimétricos y sísmicos para establecer estructuras detalladas de yacimientos y la construcción de modelos 3D del subsuelo, registros de pozos, y pruebas de pozos para determinar las características de yacimientos potenciales y la presencia de fallas y sellos (Schlumberger 1987; Kubik y Lowry 1993; Serra 2008; Bratton et al. 2006; Laongsakul y Dürrast 2011).

A través del análisis petrofísico de las muestras de rocas obtenidas de los sondeos, los ensayos de laboratorios realizados sobre estos materiales proporcionan información fundamental sobre la litología, porosidad, permeabilidad, saturación de fluido y otras propiedades para ayudar a los operadores a caracterizar mejor la naturaleza y el potencial económico del yacimiento (Friedman 1967; Amaefule et al. 1988; Zoback 2006; Fjær et al. 2008). De este modo, se puede construir un modelo petrofísico de un reservorio, donde se determinan las características particulares de los fluidos in-situ, y las capacidades productivas y de almacenamiento particularmente distintivas. Este proceso es multidisciplinario y consiste en la generación, interpretación, calibración e integración de la información geológica y de ingeniería.

Estas determinaciones petrofísicas son fundamentales para el desarrollo de yacimientos naturalmente fracturados (Warren y Root 1963; Saidi 1987; Nelson 2001; Aguilera 1995) y son esenciales para analizar las oportunidades de explotación mediante el modelaje utilizando herramientas de simulación, que permitan analizar escenarios y optimizar la producción de manera económicamente beneficiosa. El objetivo de este trabajo es discutir consideraciones teóricas y prácticas de importancia para analizar y validar los resultados de los estudios realizados en núcleos, si no se tienen en cuenta las metodologías de su muestreo.

EL MUESTREO DE LOS NÚCLEOS

Las muestras de rocas obtenidas generalmente como cilindros denominados según la modalidad de diferentes re-

giones latinoamericanas como núcleos, testigos o corazones proporcionan los datos esenciales para la realización de las actividades de exploración, evaluación y producción de yacimientos de petróleo y gas porque permiten que los geocientíficos examinen directamente las secuencias depositacionales y así obtener evidencias directas de la presencia de un sistema petrolífero que reúna características potencialmente económicas (Anderson 1975; Tiab y Donaldson 2004). Además, proporcionan información sobre la distribución y capacidad de producción de hidrocarburos y permiten revelar rasgos del yacimiento que podrían no haber sido detectados a través de las mediciones derivadas de los registros de pozo (Ekstrom et al. 1987; Serra 2008).

Se pueden obtener los siguientes tipos de núcleos de rocas para determinar las propiedades petrofísicas de los reservorios:

a) Los núcleos enteros de fondo de pozo, también denominados núcleos enteros o núcleos convencionales, que se obtienen durante el proceso de perforación utilizando una barrena especial de extracción de núcleos. Las longitudes y diámetros de los núcleos son diversos, habitualmente, el diámetro de los núcleos oscila entre 4,45 y 13,3 cm (1,75 y 5,25 pulgadas) y, en general, se perforan en segmentos de 10 m (30 pies), que se corresponden con la longitud del tubo extractor de núcleos o de su camisa.

b) Los núcleos de pared del pozo que se obtienen con un dispositivo de muestreo a percusión utilizándose pequeñas cargas explosivas para hacer penetrar en la formación los tubos extractores de núcleos individuales denominados balas. El Sistema es operado con cable, que se baja generalmente en el pozo cuando está por concluirse una operación de perfilaje con cable en agujero descubierto y tienen tamaños de aproximadamente 2,86 a 4,45 cm (1,125 a 1,75 pulgadas) de largo por 1,75 a 2,54 cm (0,688 a 1 pulgadas) de diámetro. También, pueden extraerse núcleos rotativos de la formación que pueden triplicar el tamaño de las anteriores utilizándose una barrena diminuta de extracción de núcleos orientada en sentido horizontal que puede perforar núcleos de 6,4 cm (2,5 pulgadas) de largo por 3,8 cm (1,5 pulgadas) de diámetro desde la pared del pozo.

c) Los núcleos o "tapones" (*plugs*) que se extraen en el

laboratorio de segmentos de un núcleo entero se obtienen como una submuestra representativa del núcleo entero y resultan útiles para el análisis de intervalos de un núcleo relativamente homogéneo. En los yacimientos convencionales, estos núcleos se extraen en forma rutinaria en intervalos de 0,30 m (1 pie) a lo largo del núcleo y miden, aproximadamente, 6,40 cm de largo por 2,54 o 3,80 cm de diámetro.

Los laboratorios de análisis de núcleos con frecuencia, además de las determinaciones petrofísicas estándar, ofrecen una diversidad de servicios adicionales, tales como; el servicio de adquisición de registros tomográficos de rayos gamma (Golf-Racht 1982; Miquel González et al. 2017), mediciones de la presión capilar, la permeabilidad relativa, las propiedades eléctricas, el daño de formación, el tiempo de relajación de resonancia magnética nuclear (RMN), el factor de recobro, la mojabilidad y otros parámetros utilizados para la calibración de los registros.

Las variaciones de la litología pueden requerir intervalos de muestreo más pequeños, pero si el núcleo es muy heterogéneo, como se observa en los carbonatos vacuolares o fracturados, o en los intervalos de areniscas y lutitas finamente laminados, el operador puede optar por analizar el núcleo entero en vez de muestras. Mediante la medición y el análisis de la porosidad, la permeabilidad y la saturación de fluidos, basados en muestras de núcleos, los operadores pueden caracterizar mejor los sistemas porosos de las rocas y modelar con mayor precisión el comportamiento de los yacimientos para optimizar la producción (Andersen et al. 2013). Sin embargo, la utilidad de la información extraída de los núcleos depende en parte de la escala, del tamaño y volumen del núcleo los cuales controlan los tipos de análisis que pueden efectuarse, las condiciones de preservación y transporte desde su obtención hasta el momento de los ensayos y de las condiciones termobarométricas del ensayo. Esto es fundamental para escalar los resultados obtenidos al resto del volumen rocoso con capacidad de almacenar y permitir el flujo de los fluidos, lo cual se reflejará en el análisis de la economía del prospecto.

Para registrar espacialmente la descripción de los rasgos estructurales del núcleo se puede apelar a la técnica de enrollar una lámina transparente que permita el copiado directo de todas las estructuras que se expresan sobre su superficie (Stearns y Friedman 1972). Luego, al desenrollar la lámina se obtienen de manera muy accesible los datos de lo que se denomina esquema desplegado para luego montarlos en gráficos y/o programas para su tratamiento (Figura 1A).

Un plano oblicuo inscripto en un núcleo (e.g., fractura, estratificación, etc.) se expresa sobre el esquema desplegado como por curva sinusoidal (Figura 1B), en cambio, los planos subverticales y/o paralelos al eje del núcleo se mostrarán como dos líneas subparalelas separadas 180° (Figura 1C). Conocida la posición del corazón se puede estimar la inclinación de los planos con respecto al eje del sondeo, de modo manual mediante simples relaciones trigonométricas sabiendo el diámetro del núcleo y valor de la amplitud de

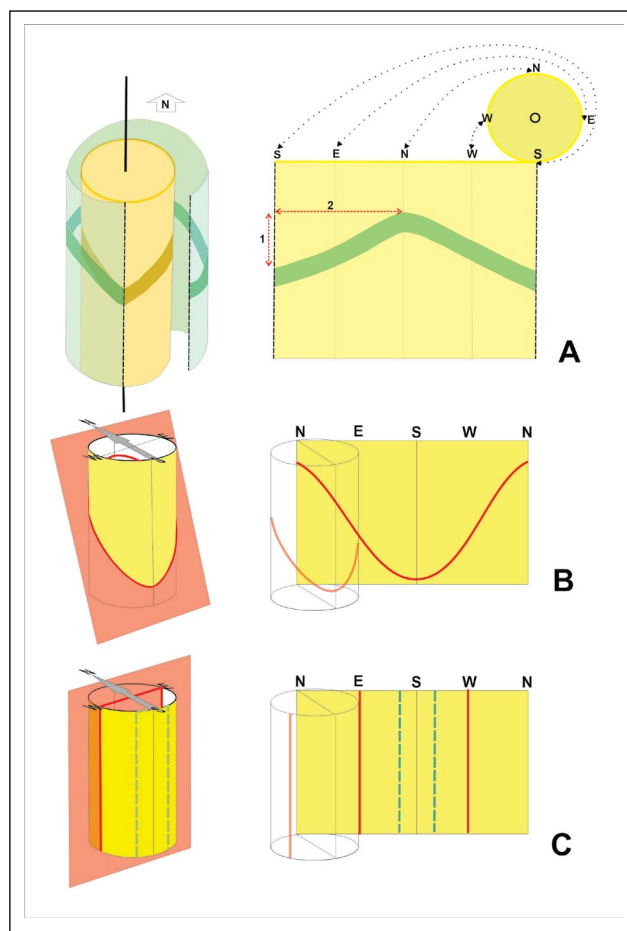


Figura 1. A: Esquemas de la adquisición de rasgos estructurales sobre las superficies cilíndricas de un núcleo a partir técnicas de enrollamiento. **B:** Expresión de un rasgo oblicuo cuando tienen un ángulo con respecto al eje del cilindro. **C:** Expresión de rasgo paralelo cuando son paralelos al eje del cilindro.

la sinusoide. De este modo, resulta un medio práctico para confirmar o corregir los valores obtenidos por los registros del pozo haciendo correlaciones con los datos obtenidos en los núcleos.

Propiedades petrofísicas de los reservorios

Para que las rocas reservorios tengan potencial comercial, deben exhibir dos propiedades esenciales:

- Capacidad de almacenamiento de fluidos, que viene determinada por su porosidad.
- Capacidad para transmitir fluidos al pozo, descrita por su permeabilidad absoluta.

Sin embargo, estas propiedades pueden no permanecer constantes durante toda la vida útil del yacimiento debido a los posibles efectos de compresibilidad. Además, la capacidad de un fluido particular para fluir en un reservorio en un sistema con presencia de dos o tres fluidos (gas, petróleo, agua) está controlado por la interacción entre los

fluidos. Estos efectos de permeabilidad relativa también son una función de la historia de saturación del reservorio.

La porosidad (ϕ , ecuación 1) se define como el volumen de espacios vacíos (V_p) en relación al volumen total de la roca (V_t), y se estima en % (véanse detalles y definiciones en Cone y Kersey 1993; Ganat 2020). La roca-reservorio (V_t) está conformada por espacios porosos encerrados por un marco rocoso, el cual consiste en granos de roca (V_{grain}) y materiales de cementación que conforman la matriz.

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_t - V_{grain}}{V_t} \quad (1)$$

La porosidad, se puede determinar a través de cálculos basados en registros o núcleos de pozos (Mazzullo y Chilingarian 1992). Estos métodos permiten evaluar la capacidad del yacimiento para almacenar fluidos y su potencial como recurso comercial. La porosidad puede ser primaria, obtenida originalmente por su ambiente deposicional o predeposicional, o secundaria, adquirida con posterioridad por fenómenos diagenético o deformacionales.

La permeabilidad absoluta determina la capacidad de los espacios porosos interconectados para permitir el flujo de fluido. Este concepto fue investigado por Darcy mientras estudiaba el movimiento del agua a través de un conjunto de partículas de arena (Craft et al. 1991). Como resultado de sus investigaciones, Darcy desarrolló una ecuación que describe el flujo laminar de un fluido completamente saturado de un único fluido a través de un medio poroso. Esta ecuación proporciona una comprensión fundamental del flujo de fluidos en medios porosos. La permeabilidad es una propiedad imprescindible de la roca-reservorio, lo cual es favorable para la planificación de la producción de pozos estableciendo la variación vertical y lateral de la calidad del yacimiento de hidrocarburos (Klinkenberg 1941; Rushing et al. 2004; Tiab y Donaldson 2004). Ésta determina la relación entre la veloci-

dad y el gradiente hidráulico, que da origen al flujo de fluidos a través del medio poroso.

La ley de Darcy es un principio fundamental en el campo de la hidrogeología y la dinámica de fluidos que describe el flujo de fluidos a través de medios porosos. Proporciona una relación matemática entre el caudal del fluido, las propiedades del medio poroso y el gradiente hidráulico. La ecuación generalizada de Darcy, mostrada en la Figura 2 y en la ecuación 2, es expresada en términos de velocidad de flujo (v).

A partir de sus experimentos, variando la longitud (L) y el diámetro de la columna, el material poroso que contiene y los niveles de agua en los depósitos de entrada y salida, concluyó que la tasa de flujo o el volumen de agua o el caudal volumétrico que pasa por unidad de tiempo, Q , (medido en metros cúbicos por segundo o galones por minuto) a través de una columna de arena de longitud L y área de sección transversal constante, A , es proporcional al área de la sección transversal, A de la columna (generalmente medida en metros cuadrados o pies cuadrados), proporcional a la diferencia en las elevaciones del nivel del agua, h_1 y h_2 , en los depósitos de entrada y salida de la columna, respectivamente, e inversamente proporcional a la longitud de la columna, L (medida en unidades consistentes en metros o pies). El término, $\Delta h/\Delta s = h_2-h_1/s_2-s_1$, es el gradiente hidráulico, que representa el cambio en la altura hidráulica (altura de presión) por unidad de distancia a lo largo de la trayectoria del flujo.

$$v = -K * \text{grad } h \quad (2)$$

K es la conductividad original de Darcy, (se mide en unidades como metros por segundo o pies por día), velocidad (v) = conductividad (K) x gradiente ($\text{grad } h$). La ecuación 3 se deriva al considerar el valor promedio del gradiente de aceleración de la gravedad, g , (aproximadamente 9.81 m/s^2) y la resistencia al flujo del fluido que satura la roca, expresada mediante la viscosidad del fluido, μ . La viscosidad en unidades de centipoise (cP) la cual es una medida de la viscosidad

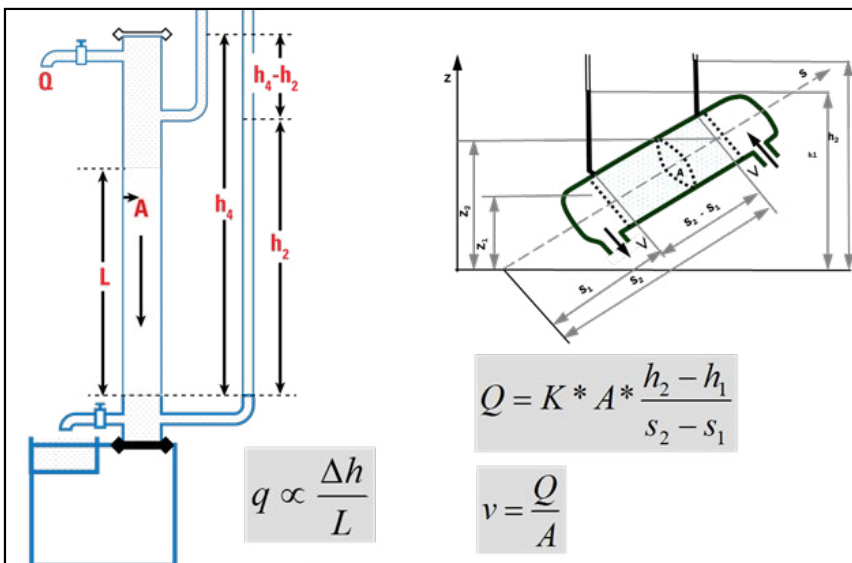


Figura 2. Henry Darcy investigó el flujo de agua en un filtro o columna de arena vertical, saturado y homogéneo (lado izquierdo de la figura), (tomado de Laprea-Bigott 2023).

dinámica de un fluido. En el sistema internacional de unidades (SI), la viscosidad dinámica se mide en pascal-segundo (Pa·seg). Por lo tanto, para realizar un análisis dimensional y encontrar la equivalencia, se aplica la siguiente relación: $1 \text{ centipoise (cP)} = 0.001 \text{ pascal-segundo (Pa·seg)}$. en el sistema cegesimal de Unidades: $1 \text{ poise} \equiv 1 \text{ g}^{-1} \equiv 1 \text{ dina}\cdot\text{s}\cdot\text{cm}^{-2} \equiv 0,1 \text{ Pa}\cdot\text{seg}$, es decir, equivale a una fuerza de 1 dina por 1 cm^2 , generada por una diferencia de velocidad de $1 \text{ cm}\cdot\text{seg}$, en un espacio de 1 cm .

$$K = \frac{\rho * g}{\mu} * k \quad (3)$$

En la figura 2, la ley de Darcy establece que la velocidad de flujo (Q) de un fluido a través de un medio poroso es directamente proporcional a la conductividad hidráulica (K) del medio, el área de la sección transversal (A) a través de la cual fluye el fluido y el gradiente hidráulico ($\Delta h/\Delta s$).

Darcy concluyó en forma de ecuación:

$$q = \frac{K A (h_1 - h_2)}{L} \quad (4)$$

En la ecuación de Darcy, la constante de proporción "K", se determinó como una combinación de:

k , permeabilidad del empaque de arena (o roca), y

μ , viscosidad del líquido

$$K = \frac{k}{\mu} \quad (5)$$

La unidad de permeabilidad primaria es el "Darcy" (figura 3). Muskat (1937) propuso llamar a esta unidad "Darcy" en honor al ingeniero hidráulico francés Henry Darcy (1803 – 1858) quien describió por primera vez el flujo de agua a

través de filtros de arena. Una permeabilidad de 1 Darcy se define como aquella permeabilidad que permite el flujo de $1 \text{ cm}^3/\text{s}$ de un fluido con una viscosidad de 1 Cp a través de un área de sección transversal de un centímetro cuadrado de 1 cm^2 bajo un gradiente de presión de $1 \text{ atm}/\text{cm}$ (Figura 3).

La forma general de la Ley de Darcy introduciendo el efecto de la gravedad:

$$v_s = -\frac{k}{\mu} \frac{d\Phi}{ds} \quad (6)$$

Donde Φ es el Potencial de Hubbert que se refiere al gradiente de presión a lo largo de la dirección del flujo del fluido y en sistemas de yacimientos, ese gradiente de presión puede ser influenciado por una variedad de fuerzas como la capilaridad, la viscosidad y la gravedad (ecuación 7).

$$v_s = -\frac{k}{\mu} \frac{d\Phi}{ds} = -\frac{k}{\mu} \left[\frac{dp}{ds} - \frac{\rho g}{1.0133 \times 10^6} \frac{dz}{ds} \right] \quad (7)$$

Donde en la ecuación 7:

v_s = Velocidad a lo largo de la trayectoria, s, cm/seg

k = Permeabilidad absoluta, Darcies

dp/ds = Gradiente de presión a lo largo de la trayectoria de flujo, s, atm/cm

ρ = Densidad del fluido en movimiento, g/cm³

g = Aceleración debido a la gravedad, 980 cm/seg²

dz/ds = Gradiente de profundidad vertical, cm/cm

La permeabilidad es una propiedad de la roca para transmitir fluidos. Como tal, es una propiedad derivada (como la resistividad eléctrica). La permeabilidad no se puede medir en ausencia de flujo. Se considera que los fluidos

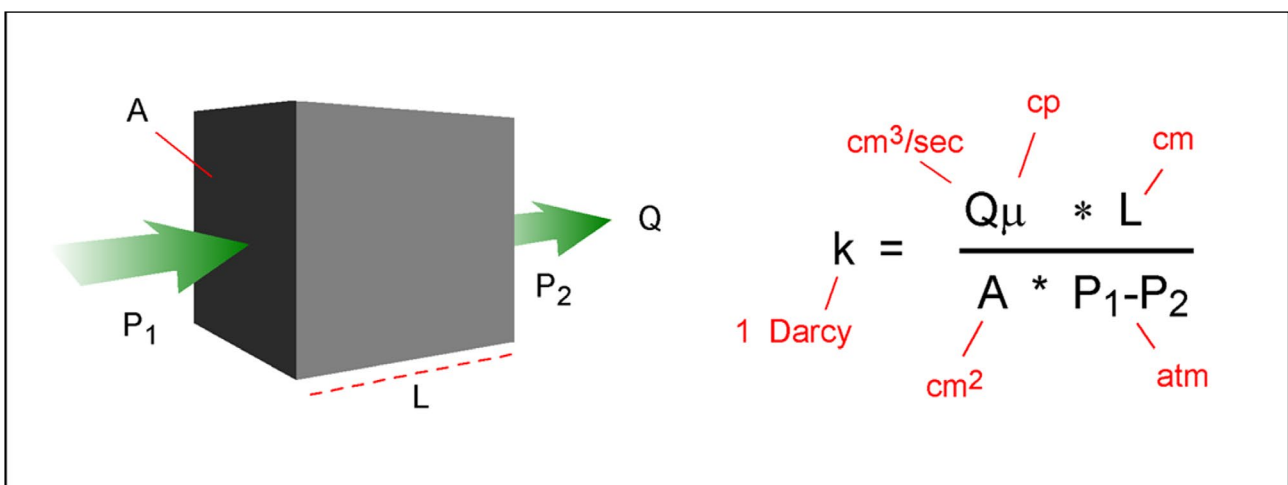


Figura 3. Esquema del cálculo de permeabilidad (k) de un medio según un área (A) a lo largo de una distancia (L), a partir de un fluido ($Q\mu$) con presiones de entrada (P_1) y salida (P_2).

que ocupan los espacios porosos no son químicamente reactivos con los materiales que constituyen la roca reservorio ni con los materiales de cementación.

En las mediciones de laboratorio, el valor estimado de la permeabilidad de la roca varía de manera inversamente proporcional a la viscosidad del fluido utilizado. Por lo tanto, la permeabilidad determinada utilizando un permeámetro de hidrocarburos líquidos será menor que la determinada utilizando gases en las mediciones. Este fenómeno, conocido como efecto Klinkenberg, se debe al tamaño reducido de las moléculas de gas y se manifiesta cuando se mide la permeabilidad de una roca o un medio poroso utilizando un gas, como el nitrógeno o el helio, en lugar de un líquido, como el agua o el petróleo. Cuando los gases se mueven a través de los poros de la roca, las moléculas de gas interactúan de manera diferente con las superficies de los poros en comparación con los líquidos. Esto da como resultado una aparente permeabilidad mayor cuando se utiliza un gas en lugar de un líquido para la medición.

De acuerdo con las fases de los fluidos almacenados en el medio poroso, la permeabilidad se puede clasificar en:

- **Permeabilidad absoluta (K):** Cuando existe un único fluido o fase que satura completamente el medio poroso.
- **Permeabilidad efectiva (Ke):** Cuando existe más de una fase en el medio poroso y fluyen simultáneamente; por ejemplo, un yacimiento de gas (k_g)-agua(k_w)-, petróleo(k_o)-agua(k_w) o gas(k_g)-petróleo(k_o)-Agua(k_w).

Las ecuaciones 8 y 9 muestran las relaciones de las diferentes variables de las propiedades y características de la roca y de los fluidos, donde el caudal estimado es directamente proporcional a los valores de permeabilidad de cada una de las fases e inversamente proporcional a las correspondientes viscosidades de los fluidos.

$$q_w = -\frac{0.001127k_w A}{\mu_w} \left(\frac{dp_w}{dL} + 0.433\gamma_w \sin \theta \right) \quad (8)$$

$$q_o = -\frac{0.001127k_o A}{\mu_o} \left(\frac{dp_o}{dL} + 0.433\gamma_o \sin \theta \right), \quad (9)$$

Donde:

A es el área transversal medida perpendicularmente a la dirección del flujo (ft²);

θ es el ángulo de inclinación del lecho (grados);

L es la longitud del sistema de flujo (ft);

q_w y q_o son las tasas de flujo o el caudal para las fases de agua y petróleo, respectivamente (RB/D);

k_o es la permeabilidad efectiva al petróleo (md);

k_w es la permeabilidad efectiva al agua (md);

μ_o es la viscosidad del petróleo (cp);

μ_w es la viscosidad del agua (cp);

γ_o y γ_w son las gravedades específicas del petróleo y del agua, referidas al agua en fracción

- **Permeabilidad relativa (Kri):** Es la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta (ecuación 6). Esta permeabilidad es función de la saturación de los fluidos que intervienen en la roca. Entonces, la permeabilidad relativa será igual a 1 si existe un solo fluido.

$$Kri = Ke / K \quad (10)$$

Los factores petrofísicos que afectan la permeabilidad de las rocas son, en gran medida, los mismos que afectan su porosidad. En diferentes muestras de reservorios con litologías silicoclásticas y carbonáticas, la relación logarítmica de la permeabilidad de la roca es directamente proporcional a su porosidad (Figura 4).

Entre los factores que afectan la permeabilidad se encuentran los siguientes:

- **La presión de las capas suprayacentes,** también conocida como presión de sobrecarga o enterramiento, se refiere a la sobrecarga que ejerce el peso de los estratos superiores sobre los inferiores (Rossello 2017). A medida que aumenta esta presión, la permeabilidad disminuye, ya que por el peso los estratos sobre las rocas reducen el tamaño de los poros por efecto del confinamiento haciendo entonces más dificultoso el recorrido del fluido que desea fluir a través de

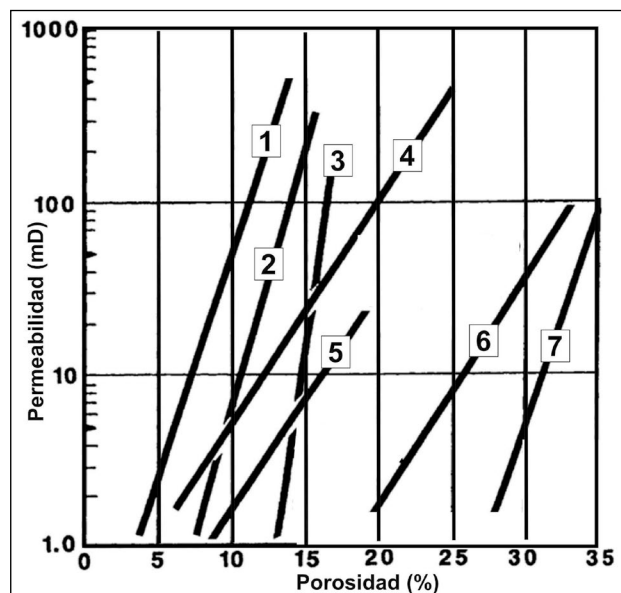


Figura 4. Esquema de la relación logarítmica de permeabilidad vs. porosidad a partir de datos obtenidos en el laboratorio. 1: Caliza de arrecife. 2: Caliza oolítica. 3: Arenisca dura bien cementada. 4: Dolomita sacarósica y caliza cristalina. 5: Caliza y dolomita intercrystalina. 6: Caliza margosa. 7: Arena friable de grano fino (modificado de Tiab y Donaldson, 1996, tomado de Poston y Laprea-Bigott 2023).

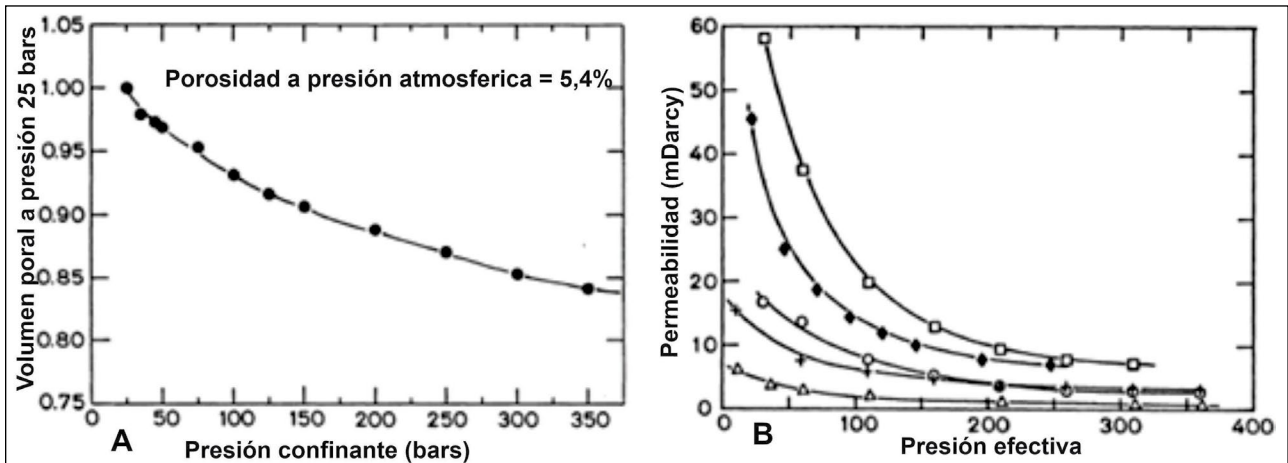


Figura 5. Ejemplos de reducción de la porosidad y permeabilidad por efectos de la presión confinante (tomado de Rosello 2017, modificado de Bjorlykke 2014).

la formación (Figura 5).

- **La forma y tamaño de los granos:** Mientras más seleccionados y homogéneos estén los granos de la roca, es decir, mientras su tamaño y forma sean semejantes, mayor será la porosidad y por ende la permeabilidad. Pero si existen granos de diferentes tamaños la permeabilidad se verá reducida ya que los espacios vacíos entre los granos más grandes se verán obstruidos por los granos más pequeños que constituyen su matriz, lo cual provocará que el fluido no pueda fluir con facilidad.

- **Daño a la formación:** La permeabilidad se puede ver afectada por los daños ocurridos en la formación durante los procesos de perforación. Por una parte, puede ocurrir una fracturación que amplía los canales porosos y por otro lado si llega a ocurrir una pérdida de los lodos de circulación favorecida por una sobrepresión los ripios y demás sustancias (como espesantes, dispersantes, etc.) se introducen obstruyendo los espacios vacíos haciendo que la permeabilidad disminuya.

Los dos primeros factores impactan a mayor escala sobre la porosidad y permeabilidad del macizo rocoso. En tanto el tercer factor tiene un efecto más local que impacta mucho en el aprovechamiento del yacimiento.

La permeabilidad al igual que la porosidad tiene un papel fundamental en la producción de hidrocarburos, ya que es una propiedad que indica cuánto fluido puede fluir a través del medio poroso con la finalidad de poder explotarlo y obtener la mayor producción de manera rentable económicamente. Una buena permeabilidad contribuye con las demás propiedades que determinan la presencia de hidrocarburo para evaluar de la manera más eficiente el comportamiento y potencial del yacimiento a la hora de la planificación y explotación de los pozos (Figura 6).

Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF)

Se define un yacimiento naturalmente fracturado (YNF) al que contiene fracturas creadas por la naturaleza y que tienen un efecto positivo o negativo en el flujo de fluidos que

contienen sus niveles de reservorio (Ehlig-Economides et al. 2000). Las fracturas abiertas y no cementadas o parcialmente mineralizadas pueden tener un efecto positivo en el flujo de petróleo y negativo debido a efectos de conificación de agua y gas. Por otra parte, las fracturas completamente mineralizadas, pueden crear barreras de permeabilidad para todo tipo de flujo. De este modo, se generan compartimientos que pueden llevar a recobros marginales y no viables económicamente.

Los yacimientos naturalmente fracturados se encuentran desarrollados en todo tipo de litologías, areniscas, carbonatos, lutitas, cherts, limolitas, rocas de basamento y carbones. Bratton et al. (2006) clasifican a estos tipos de reservorios teniendo en cuenta la interacción existente entre las contribuciones de porosidad y permeabilidad, tanto del sistema de fracturas, como del sistema de matriz (Figura 7).

- **Tipo 1:** Las fracturas proveen la conductividad esencial del yacimiento y su capacidad de almacenamiento. Este tipo de reservorios tienen áreas de drenaje extensas y sólo requieren de la perforación de algunos pozos para el desarrollo del campo; tienen tasas de producción iniciales muy altas, tasas de declinación rápidas, irrupción de agua temprana y dificultad en la determinación de reservas.

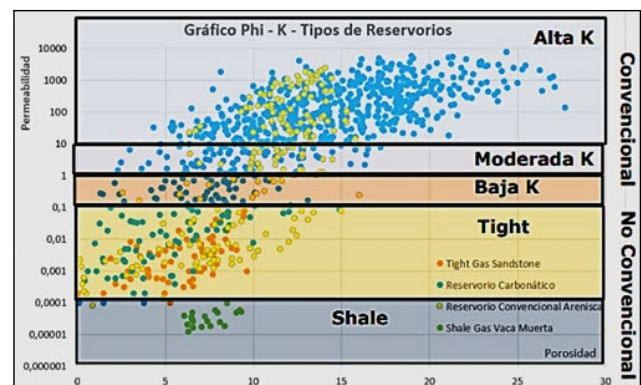


Figura 6. Relaciones de porosidad vs. permeabilidad para diferentes tipos de reservorios (modificada de Naidés 2000).

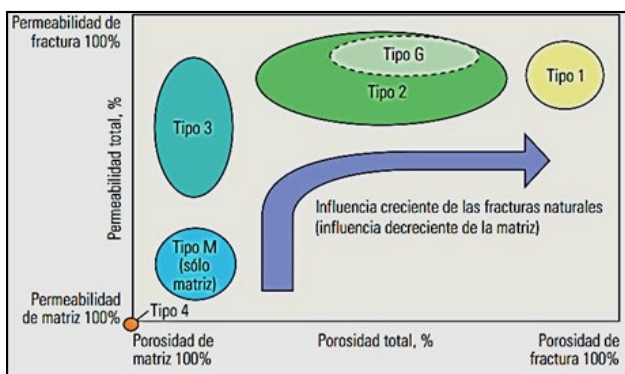


Figura 7. Tipos reservorios (modificado de Bratton et al. 2006, a partir de Nelson 2001).

- **Tipo 2:** Las fracturas proveen toda la conductividad del yacimiento y la matriz provee todo el almacenamiento. La matriz es lo suficientemente permeable para dar conductividad para el flujo desde la matriz hasta las fracturas. Este tipo de yacimientos puede tener tasas iniciales muy elevadas para una permeabilidad de matriz baja y puede tener dificultades durante el recobro secundario si la comunicación entre la matriz y las fracturas es pobre.
- **Tipo 3:** El sistema de fracturas y matriz proveen la conductividad del yacimiento, pero toda la capacidad de almacenamiento depende primordialmente de la matriz.
- **Tipo 4:** Las fracturas no son conductivas debido al proceso de mineralización secundario (selladas con minerales). El sistema de fracturas no tiene permeabilidad. La matriz provee la conductividad y el almacenamiento del reservorio.
- **Tipo G:** Ha sido creado especialmente para yacimientos no convencionales de gas como los de metano de niveles carbonosos (*Coal Bed Methane, CBM*), y reservorios fracturados de gas condensado.
- **Tipo M:** Toda la conductividad y el almacenamiento provienen de la matriz.

RESULTADOS

Los muestreos petrofísicos que se practican en los laboratorios sobre los núcleos obtenidos en los pozos se realizan sobre fragmentos de los mismos luego de su formateo y preparación para incorporarlos a los diferentes dispositivos de análisis. Por esta razón, se realizan aserrados con la finalidad de obtener una muestra compacta en una pieza con un volumen regular establecido por las normas del procedimiento realizando cortes mediante sierras perpendiculares al eje del núcleo. También, se obtienen muestras de núcleos (*plugs-tapones*) a partir de una herramienta circular de corte que los obtiene de las paredes de los núcleos de fondo de pozo según espaciamientos que dependen de la variabilidad litológica, o incluso, los compromisos contractuales.

Independientemente del tipo de los muestreos y de la naturaleza de las litologías, las muestras que se obtienen evitan siempre las fracturas para obtener núcleos cilíndricos

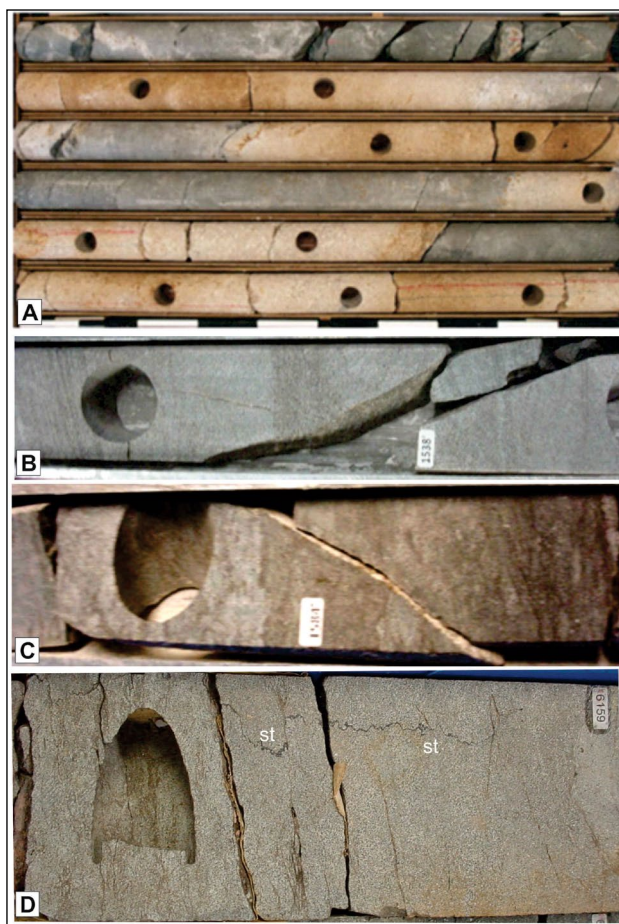


Figura 8. Vistas de ejemplos de tramos de núcleos con niveles areniscosos fracturados donde ha sido obtenido un núcleo (plug) para definir los parámetros de porosidad y/o permeabilidad. A: caja de núcleos areniscosos segmentados. B: núcleos paralelos a la estratificación de una arenisca con fracturas importantes. C: núcleos de sedimentita silicoclástica con variación de granulometría y fracturados. D: núcleos de niveles margosos con estilolitas (st) y fracturas subparalelas a la estratificación. Nótese que los datos proporcionados por estos muestreos no son representativos de las características petrofísicas del conjunto de los tramos adyacentes ni de las fracturas y/o estilolitas asociadas.

y compactos (Figura 8). En estos ejemplos de muestreos de núcleos provenientes de distintos campos petroleros localizados en cuencas subandinas de Colombia los resultados de porosidad y permeabilidad obtenidos de ensayos de laboratorio resultaron muy conservadores con respecto a los volúmenes de hidrocarburos producidos. De modo general, se puede estimar un incremento real de la porosidad in situ equivalente a un 10 a 20% de la obtenida en el laboratorio. En el caso de la permeabilidad, el incremento ha sido muy superior ya que el laboratorio estimó valores de escasos mD que no conciden con la productividad que produjeron sus reservorios.

Otra característica que incide en la validez de los resultados de los análisis de laboratorio es la orientación de los núcleos sobre todo en litologías no homogéneas mul-

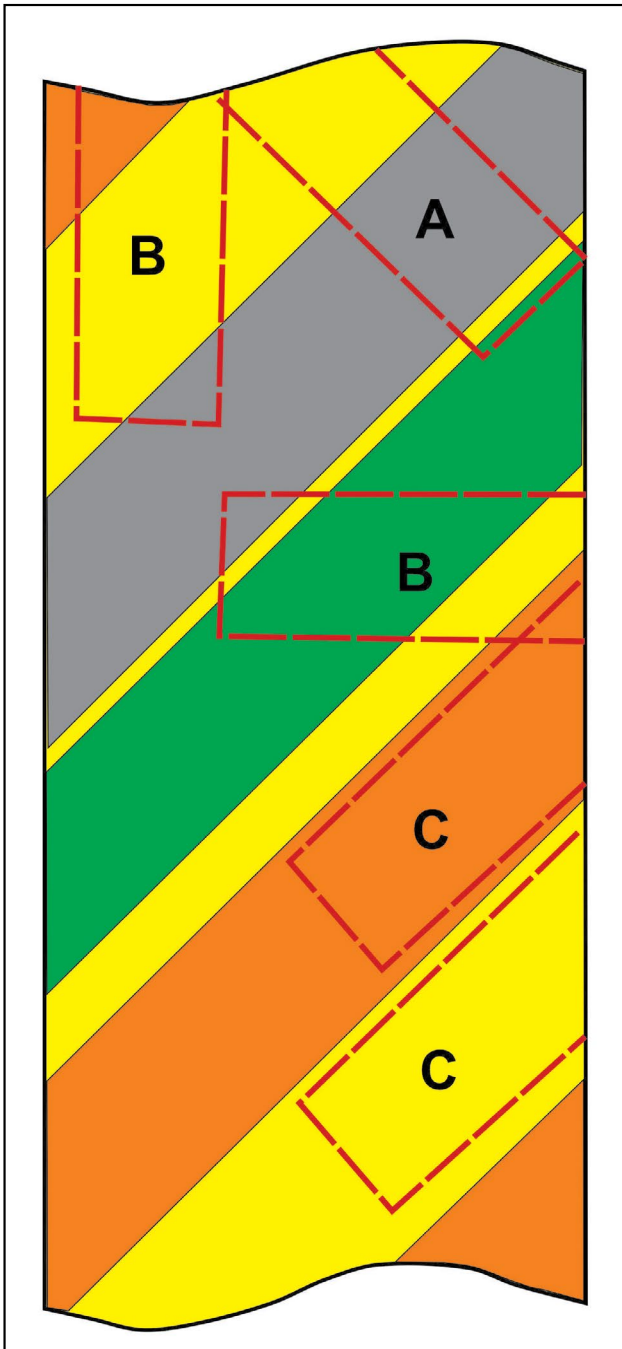


Figura 9. Ejemplos de la orientación de la toma de núcleos (tapones) en función de las diferentes posiciones y características reológicas de las anisotropías. **A:** muestreo dispuesto ortogonalmente a las litologías involucradas con diferentes reologías **B:** muestreo dispuesto oblicuamente a las anisotropías con diferentes potencias aparentes. **C:** muestreo indica una sola litología.

ticomposicionales. De este modo, en litologías con marcadas anisotropías el volumen que el núcleo tiene capacidad de muestrear puede determinar resultados absolutamente diferentes dependiendo de su orientación. Por un lado, el resultado de permeabilidad es híbrido porque involucra diferentes litologías con porcentajes variables en función de la orientación (Figura 9A, B). También, puede no ser represen-

tativo si el volumen muestreado se restringe a un solo tipo de litología de una secuencia con múltiples características (Figura 9C).

En el caso de litologías que desarrollan anisotropías tanto primarias (estratificación, laminación, etc.), como adquiridas en la diagénesis y/o deformación, pueden desarrollar estilolitas por disolución por compresión en calizas, areniscas y/o evaporitas. El material disuelto por solución por presión es nuevamente precipitado en venas dispuestas perpendicularmente en sus cercanías (Figura 10A). En estos casos, donde el desarrollo de estilolitización es importante, la permeabilidad perpendicular o subparalela a la anisotropía podrán determinar resultados muy diferentes. Debido a la formación de superficies estilolíticas ocurre un enriquecimiento de la acumulación de materiales insolubles como las arcillas que determinan mayores dificultades de los fluidos para que las atraviesen (Figura 10B). Por esta razón, los valores de permeabilidad pueden diferir considerablemente en función de la orientación de los núcleos con respecto a las estilolitas.

A partir de determinaciones de laboratorio Heap et al. (2018) consideran que la anisotropía de permeabilidad que se desarrolla en el macizo rocoso debido a la presencia de estilolitas sedimentarias hace que parezca que las estilolitas actúan como barreras para el flujo de fluidos, y puede explicar la discrepancia entre las mediciones de laboratorio y las observaciones a escala de campo. Este enfoque puede proporcionar estimaciones de la permeabilidad equivalente y la anisotropía de la permeabilidad para los yacimientos de calizas que contienen estilolitas.

Según diferentes autores (e.g., Amaefule et al. 1988; Aguilera 1995; Ahmed 2006; Bjorlykke, 2014), las dimensiones de las fracturas se las diferencia en macrofracturas y microfracturas, donde las primeras corresponden a una fractura de más de 100 micrones de ancho y gran longitud (decenas o cientos de metros). En cambio, una microfractura, también conocida como fisura, es considerada como una fractura de longitud y anchura limitada al menor espesor de una capa, entendiendo el término capa como un intervalo homogéneo e "isotrópico mecánicamente", separado por una discontinuidad, y un ancho menor de 100 micrones. En ocasiones, las microfracturas pueden formar redes hidrodinámicamente muy similares a un medio poroso.

La frecuencia de fracturas es dependiente de las discontinuidades que produce la estratificación y laminación de las capas involucradas, de modo que cuando es más intensa es más alta la frecuencia y viceversa (Figura 11A). También, la potencia de la capa involucrada determina que cuando es más delgada ocurran una mayor frecuencia de fracturas y viceversa (Figura 11B). Igualmente, la granulometría puede influir en la distribución de las fracturas concentrándolas donde es menor (Figura 11C). Estos condicionantes pueden generar una distribución de las fracturas de un modo muy particular (Figura 11D), donde la frecuencia (expresada en cantidad por unidad de longitud) versus la potencia de las

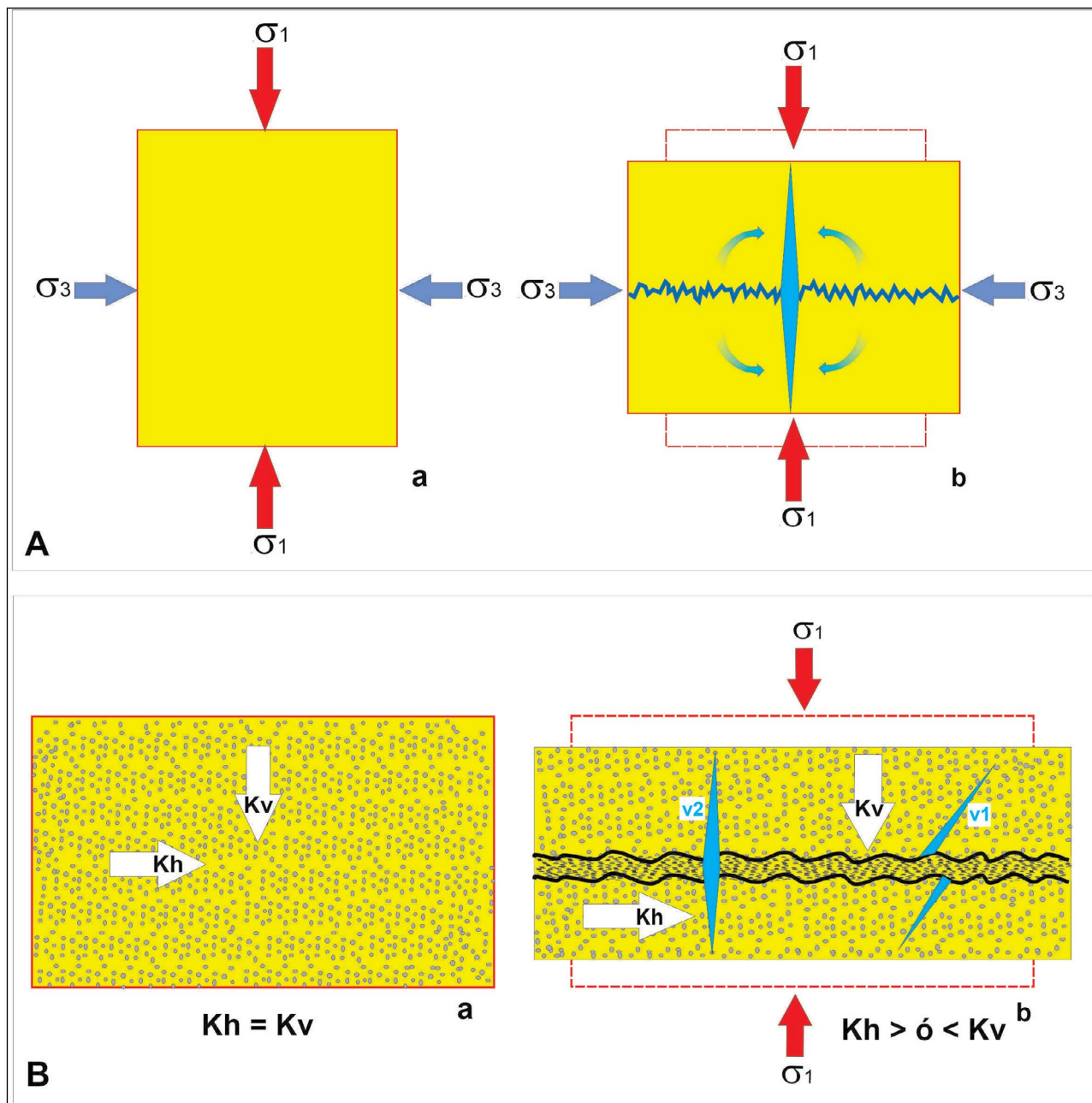


Figura 10. A: Relaciones espaciales entre el campo de esfuerzos actuante y las superficies estilolíticas y las venas donde el material disuelto vuelve a ser precipitado. **B:** Esquema de la influencia de superficies estilolíticas en la determinación de la permeabilidad vertical (K_v) y horizontal (K_h) donde la acumulación de partículas insolubles dificultará la transmisibilidad a través de ellas.

capas exhiben una relación asintótica (Figura 11D).

La relación entre la distribución de la fracturación y las variaciones de las características (estratificación, potencia y granulometría) de las capas involucradas puede influir diferencialmente en el desarrollo de mejores condiciones de almacenamiento por el aumento de la frecuencia de fracturas, aunque más discretas. También, influye en la permeabilidad por la generación de fracturas más espaciadas, pero con mayor desarrollo que mejora la conductividad.

En función de la capacidad de circulación de fluidos y presencia de rellenos se las clasifican en fracturas abiertas

y cerradas. La precipitación de minerales como carbonatos, silicatos, etc. tienen la característica de sellar, o en los casos que no sea total disminuir la efectividad de las fracturas para facilitar la transmisibilidad de fluidos. La estratificación y/o laminación contribuye con generación de fracturas al generar discontinuidades mecánicamente activas (Rossello y Saavedra 2019).

La clasificación de fracturas teniendo en cuenta su apariencia y morfología (e.g. Nelson 2001; Tiab y Donaldson 2004; Zoback 2006) se categoriza de la siguiente manera:

- Fractura natural indiscutible: Aquella fractura que

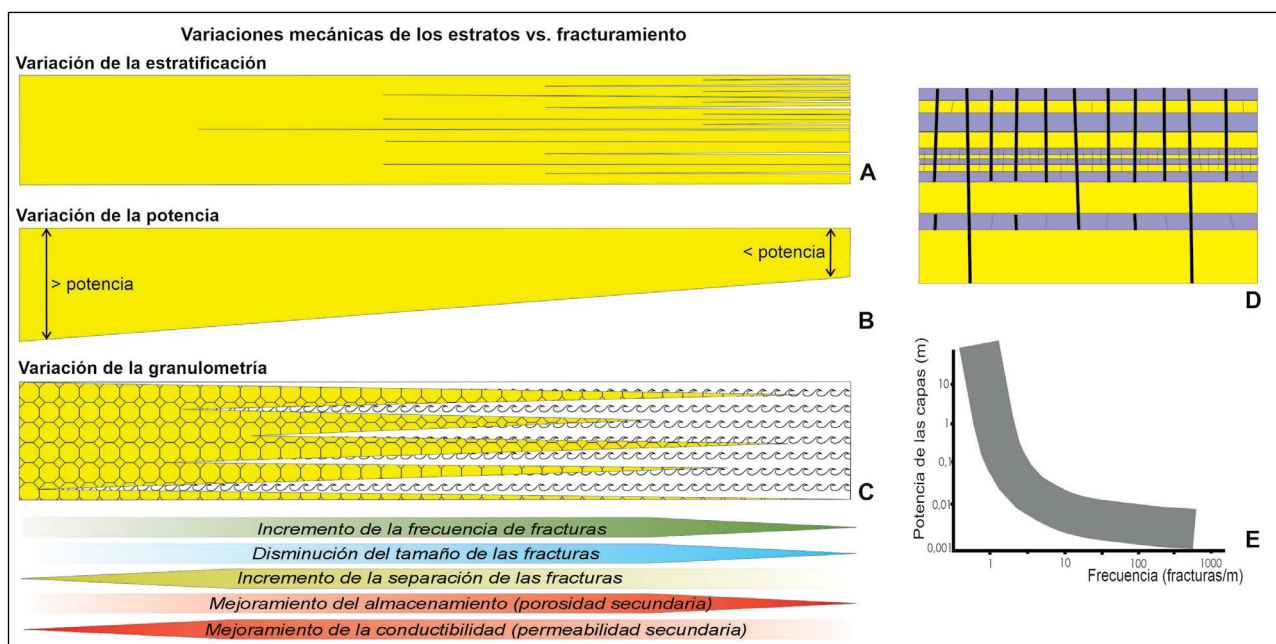


Figura 11. Esquema que relaciona la frecuencia de fracturas en función de distintas variaciones que pueden exhibir las capas involucradas. A: variación de la presencia de discontinuidades por estratificación-laminación. B: variación de potencia. C: variación de la granulometría. D: esquema de la distribución de las fracturas en una secuencia. E: relación entre frecuencia de fracturas y potencia de las capas involucradas.

está total o parcialmente llena de material filoniano y también aquella que está abierta y que yace en una tendencia paralela a fracturas total o parcialmente rellenas.

- Fractura natural altamente probable: Fractura con superficies de deslizamiento y lineaciones - bandeamiento paralelas a la misma. o fractura natural probable.

- Fractura con superficie limpia y reciente acompañada de pequeñas fracturas paralelas a una fractura indiscutible.

- Fractura inducida: Son fracturas artificiales generadas por las maniobras de perforación. Generalmente, se reconocen por ser una fractura limpia y reciente, paralela o normal al eje del núcleo, resultado de una flexión o torsión en operaciones de adquisición de los núcleos. Cuando están registradas en los núcleos y perfiles de pozo suelen ser el resultado por fenómenos relacionados con la adquisición y manipuleo de los núcleos.

DISCUSIÓN

La mayoría de los yacimientos carbonatados y/o silicatados se caracterizan comúnmente por sistemas de porosidad múltiple que imparten heterogeneidad petrofísica al conjunto del intervalo del depósito. Por lo tanto, los tipos específicos y porcentajes relativos de poros presentes, y su distribución dentro del reservorio, ejercen un fuerte control sobre las características de producción y estimulación de los yacimientos.

El impacto de la heterogeneidad en las mediciones de testigos y registros influye en determinar la fiabilidad de las propiedades de pequeña escala medidas por un registro o

núcleo a la propiedad del yacimiento a gran escala. La mayoría de los yacimientos de arenisca son típicamente sistemas de porosidad única (es decir, poros entre partículas) de relativamente uniforme (homogéneo) naturaleza. Sin embargo, la mayoría de los yacimientos de carbonato se caracterizan comúnmente por sistemas de porosidad múltiple que imparten heterogeneidad petrofísica al conjunto del intervalo del reservorio. Por lo tanto, los tipos específicos y relativos de los porcentajes de poros presentes, y su distribución dentro de las rocas, ejercen un fuerte control sobre la producción y estimulación características de los yacimientos carbonatados (Mazzullo y Chilingarian 1992).

El gran problema es reconciliar la variabilidad observada en mediciones de alta resolución a partir de pequeños volúmenes litológicos (*plugs-tapones*), con los grandes volúmenes de los potenciales reservorios con mediciones de baja resolución (e.g., registros de perforaciones, imágenes, etc.). En el caso de los reservorios carbonáticos, la porosidad y la permeabilidad obtenida de pequeños recortes, tapones y muestras de núcleo completos comparada con datos del registro del pozo arrojan resultados muy diferentes (Serag el Din et al. 2010). De este modo, indican que la porosidad de muestras de núcleos completos coincidió mucho mejor con la porosidad logarítmica que con la porosidad determinada por núcleos-tapón. En muestras de baja permeabilidad (<10 mD), los núcleos completos tienden a tener valores de permeabilidad más altos que las mediciones de tapón. En cambio, en muestras de alta permeabilidad, los núcleos completos mostraron valores de permeabilidad más bajos que los núcleos-tapones, fenómeno podría estar relacionado con el grado de heterogeneidad y la naturaleza de la roca. Por otro lado, determinan que, en las muestras de baja permeabili-

dad, los volúmenes de roca más grandes pueden mejorar las vías de conexión 3D que pueden promover las vías de flujo y producir mediciones de permeabilidad más altas y en muestras de alta permeabilidad la heterogeneidad sería mayor.

La mejor integración entre el núcleo y el registro de datos y el uso de los parámetros eléctricos correctos en la interpretación petrofísica tiende a minimizar la incertidumbre en cálculos de petróleo original *in-situ* (STOIP POES).

Interpretación de discontinuidades

La sumatoria de los procesos y manipulaciones sufridos por los núcleos desde su adquisición hasta la medición de sus propiedades en el laboratorio produce un aspecto craquelado puesto de manifiesto por microlitones centimétricos tabulares y hojosos con muchas aristas de intersección agudas que no necesariamente son representativos de las condiciones originales *in situ*. Por otro lado, en los ensayos de laboratorio suelen realizarse en condiciones ambientales de presión y temperatura que no son equivalentes a las presentes en los reservorios, afectados por mayores temperaturas y presiones debidas al soterramiento. Estas diferencias ocasionan situaciones de descompresión que altera la representatividad de los resultados para ser considerados en las rocas *in situ*.

La clásica visualización de las fracturas a través de la interpretación de imágenes de pozos puede generar interpretaciones erróneas relacionadas con sus magnitudes y/o disposiciones espaciales (Figura 12).

De acuerdo con la aplicación de un campo de esfuerzos que supere la resistencia de un macizo rocoso, la interpretación espacial de las fracturas suele menospreciar la influencia de las diferentes respuestas reológicas que tienen las litologías participantes (Rossello y Saavedra 2019). Así, en una secuencia multicomposicional se pueden desarrollar tramos fracturas que afectan con diferentes ángulos a niveles litológicos que exhiben respuestas a la rotura propias. Sin embargo, por razones de simplificación muchas veces se considera un desarrollo lineal uniforme que no tiene en cuenta estas variaciones (Figura 13).

Frecuentemente, el aspecto de fracturación que presentan los núcleos es el producto de la descompactación por descompresión posterior a su adquisición a partir de la liberación de la sobrecarga que favorece una expansión y despegue a partir de los planos de deformación adquiridos por los procesos tectónicos previos (Figura 13). Por otro lado, tampoco suelen asociarse en los análisis estadísticos la influencia de las fracturas relacionadas con las superficies de

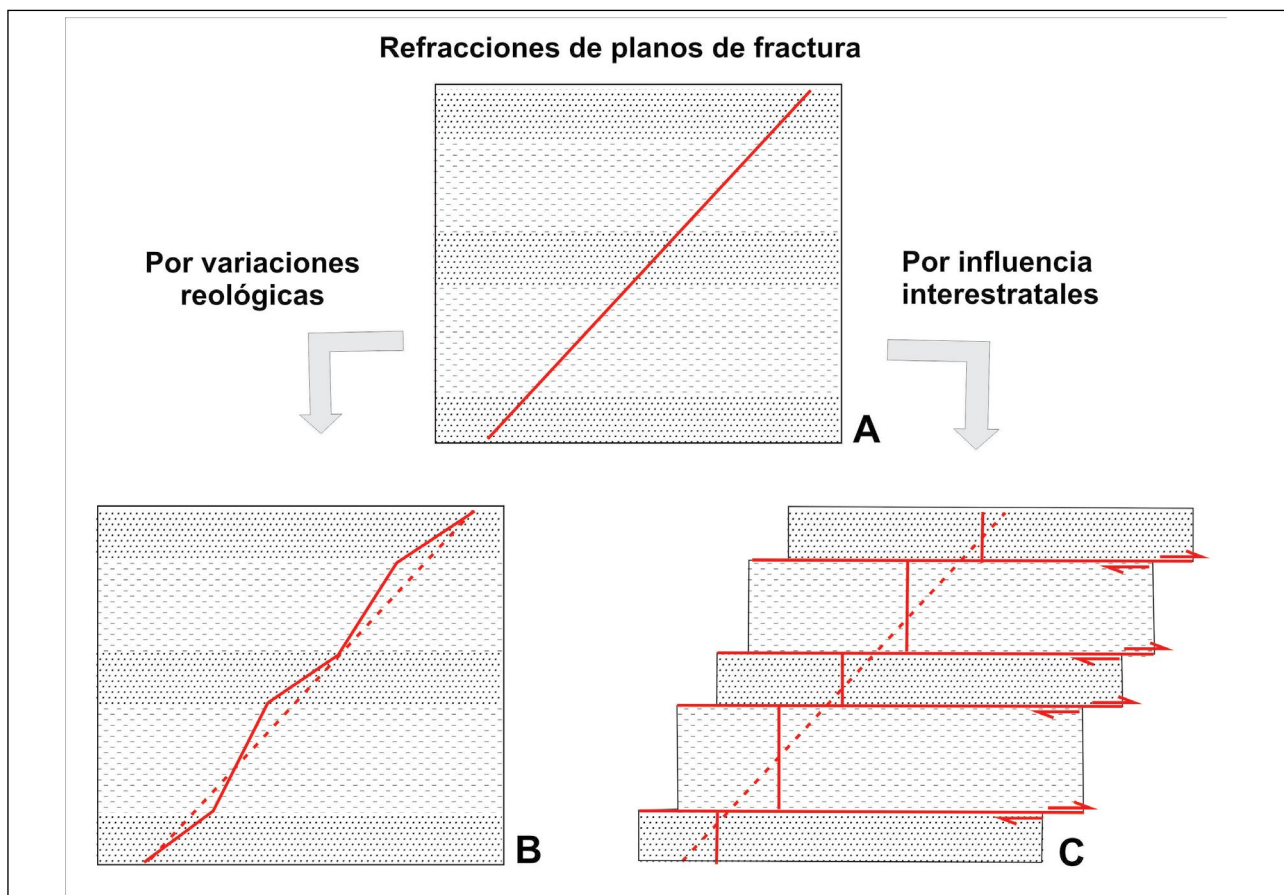


Figura 12. Esquemas de interpretaciones de rasgos discontinuos en imágenes. A: interpretación de fracturas restringidas únicamente a horizontes con respuesta frágil. B: interpretación exagerada de una sinusoide que pasa a través de horizontes que no expresan fracturas. C: interpretación conservadora limitada únicamente a las fracturas correspondientes a los horizontes con respuesta frágil.

estratificación-laminación con las fracturas ortogonales. De este modo, no se tiene en cuenta la importante influencia de la estratificación en el análisis 3D de las fracturas.

En los reservorios que además de sus características sedimentológicas primarias son considerados naturalmente fracturados se deben establecer estructuras detalladas de los yacimientos, utilizándose modelos 3D precisos del subsuelo y, mediante técnicas de lapso de tiempo realizar la evaluación técnico-económica 4D la cual depende de la calidad y disposición de las discontinuidades incluyendo detalles de la estratificación.

Validez de los resultados

Muchas metodologías habitualmente aplicadas en el estudio del fracturamiento a partir de núcleos y/o imágenes reconocen la presencia de superficies de estratificación (Pijush et al. 2007). Sin embargo, estas últimas al ser evaluadas separadamente no inciden estadísticamente en las consideraciones petrofísicas que contribuyen con la porosidad y permeabilidad. Los resultados obtenidos en las condiciones termobarométricas del laboratorio son difícilmente extrapolables al resto del núcleo, impactando negativamente en la definición de la porosidad y permeabilidad de la formación considerada reservorio.

Los valores de porosidad y permeabilidad obtenidos en el laboratorio de diferentes reservorios areniscosos indican valores sin incorporar la contribución que realizan las fracturas (Figura 14). Para lo cual, hay que considerar factores de corrección que en algunos casos pueden variar entre un 5

al 10% de la porosidad y hasta un 50% en la permeabilidad dependiente de las litologías, historias tectónicas sufridas y profundidades de los niveles reservorios. En algunos casos, las fracturas muestran patrones regulares de distribución espacial que seguramente pueden incrementar los valores obtenidos en el laboratorio (Figura 14A y B). Cuando se analiza la ocurrencia de la estratificación muy marcada y con participación de niveles pelíticos intercalados que además controlan el fracturamiento, los valores de permeabilidad no serán idénticos en el sentido perpendicular o paralelo a ella (Figura 14C).

La toma de los núcleos suele ser muy dificultosa en litologías deleznable, generalmente muy porosas (Figura 12D), o cuando los fragmentos han sufrido rotaciones debido a las operaciones de adquisición produciendo recuperaciones de muy baja calidad (Figura 14E). Debido a que las discontinuidades registradas en un núcleo resultan de la respuesta frágil de las litologías correspondientes, la correlación en conjunto de estos rasgos sin tener en cuenta la presencia de otras litologías interdigitadas que no tienen respuestas equivalentes puede generar interpretaciones erróneas. En todos estos ejemplos, la productividad de fluidos de los pozos exhibió resultados muy superiores a los proporcionados por los ensayos del laboratorio, ya que no fueron considerados los aportes que producen las fracturas.

CONCLUSIONES

El tamaño de los núcleos influye en la determinación

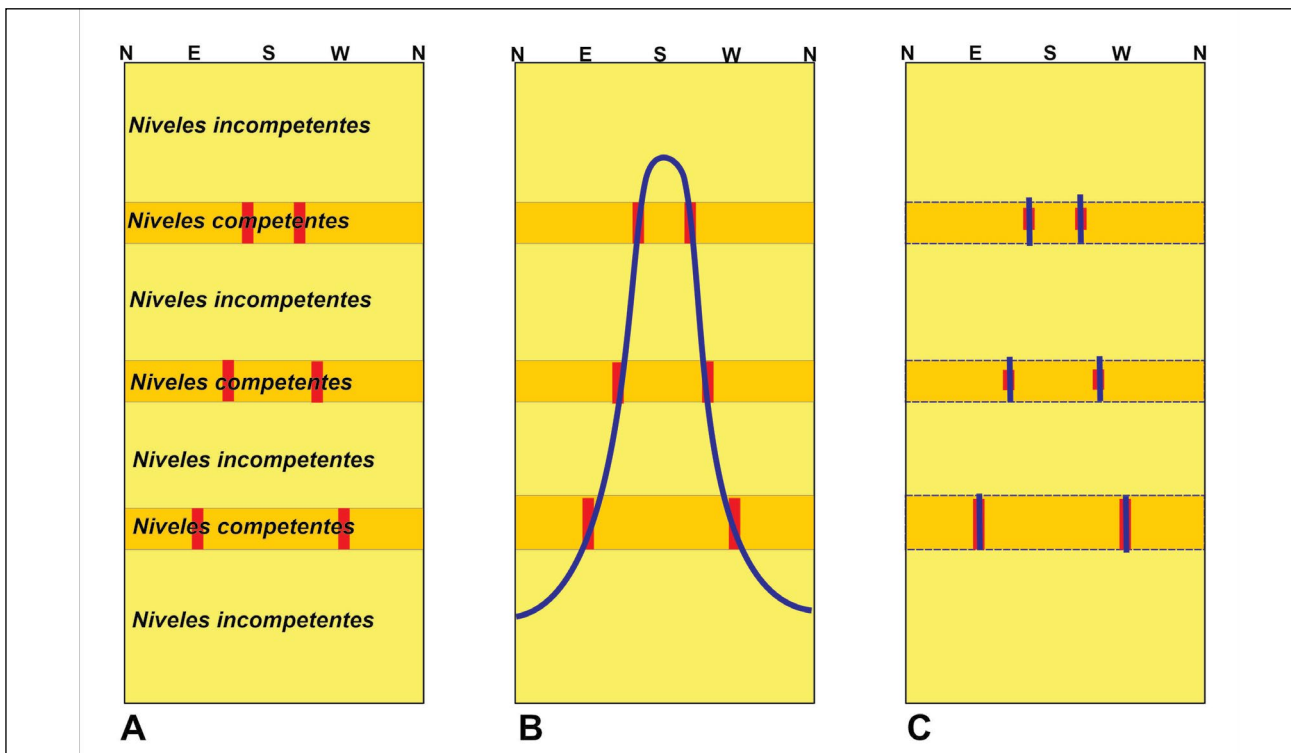


Figura 13. Esquemas de interpretaciones de fracturas en medios mecánicamente estratificados. A: fractura que afecta homogéneamente litologías diferentes. B: fractura que se refracta de acuerdo con las diferentes respuestas a la rotura de litologías diferentes. C: fracturas correspondientes a la reactivación de superficies interestratales y ortogonales.

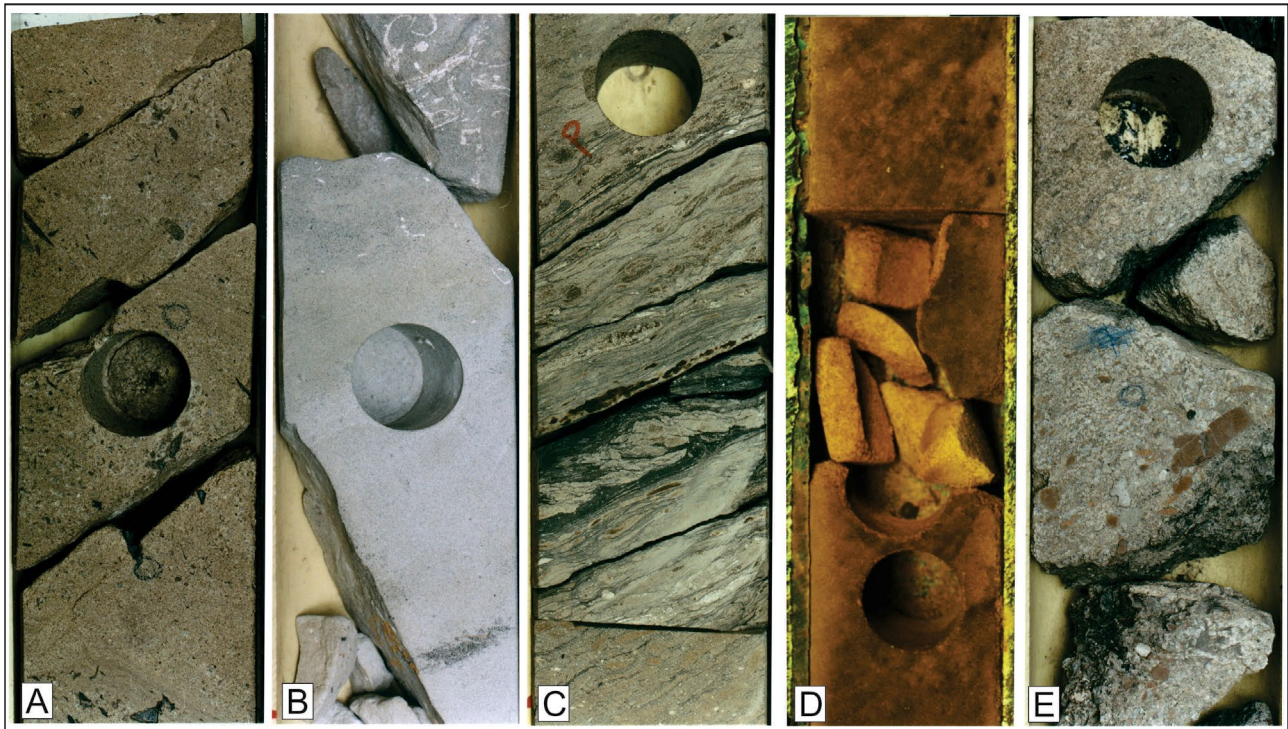


Figura 14. Ejemplos de determinaciones de muestros de porosidad (Φ) y permeabilidad en distintos tipos de reservorios areniscos en núcleos fracturados. A: Φ 11,2% y 30 mD. B: Φ 16,0% y 24 mD. C: Φ 14,7% y 1,2 mD. D: Φ 18,1 % y 1528/661 mD. E: Fragmentos con evidencias de rotaciones y gran pérdida de material.

volumétrica de la porosidad y permeabilidad de los potenciales reservorios, ya que pueden estar por debajo de la variabilidad litológica que tienen. Por ello, el muestreo mediante la adquisición de taponos-plugs determina siempre valores de porosidad y permeabilidad inferiores a la real debido que no se pondera el aporte de las fracturas naturales en los análisis convencionales. Según casos puntuales de campos en cuencas del antepaís Andino, algunos niveles de reservorios de campos en producción pueden exhibir incrementos en la porosidad de hasta un 5 al 10% de la porosidad y hasta un 50% en la permeabilidad dependiente de las litologías, historias tectónicas sufridas y profundidades de los niveles reservorios

La dificultad mecánica para obtener núcleos (*plugs-taponos*) con características de continuidad estructural y normalizados para ser sometidos a los ensayos de porosidad y permeabilidad limita el muestreo a pequeños sectores macizos de los núcleos.

La determinación de los parámetros de porosidad y permeabilidad son dependientes de la posición espacial, donde a mayor profundidad disminuirán, al igual que las aperturas de las fracturas, debido al incremento de la presión litostática por soterramiento. Como consecuencia del avance de la producción de sus fluidos, la presión de poro progresivamente disminuirá la apertura de la fractura natural.

La estratificación contribuye con el mejoramiento de las características petrofísicas de los reservorios al incorporar una importante participación de discontinuidades que com-

plementa la conectividad de fluidos que generan las fracturas. Se deben tener en cuenta las condiciones termobarométricas imperantes en el reservorio para que en el laboratorio sean adecuadamente simuladas. De este modo se podrán obtener determinaciones de porosidad y permeabilidad semejantes a las condiciones de trabajo imperantes in situ.

Los resultados de porosidad y permeabilidad impactan fuertemente en los análisis de riesgo, por ello su menospreciada ponderación puede calificar negativamente un proyecto exploratorio por su alta injerencia. Por tal razón, se sugiere considerar críticamente los datos provenientes del laboratorio asumiendo y/o ponderando sus potenciales errores.

AGRADECIMIENTOS

Se desea agradecer a los múltiples colegas que a lo largo de muchos años de trabajo conjunto en la evaluación de las características petrofísicas de núcleos obtenidos en proyectos exploratorios de Latinoamérica nos han contribuido con sus fructíferas discusiones. Las revisiones editoriales han permitido mejorar la claridad del texto.

CONTRIBUCIÓN DE AUTORÍA

Todos los autores contribuyeron a la concepción y el diseño del estudio. La preparación del material, la recopilación y el análisis de datos fueron realizados por Eduardo Antonio Rossello y Marcelo Laprea-Bigott. El primer borrador del ma-

nuscrito fue escrito por Eduardo Antonio Rossello y todos los autores comentaron las versiones anteriores del manuscrito. Todos los autores leyeron y aprobaron el manuscrito final.

DECLARACIÓN DE CONFLICTOS DE INTERESES

Los Autores declaran que no existe algún conflicto de interés.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Andersen, M.A., Duncan, B. y McLin, R. (2013). Los núcleos en la evaluación de formaciones. *Oilfield Review*, 25 (2), 16-27.
- Anderson, G. (1975). *Coring and core analysis*. Petroleum Publ. Co., 200 pp. Tulsa.
- Aguilera, R. (1995). *Naturally fractured reservoir*. PennWell Publishing Co. (2°Ed.), Tulsa, Oklahoma. ISBN 0-87814-449-8
- Ahmed, T. (2006). *Reservoir engineering handbook*. Gulf Professional Publishing (3° Ed.), 1376 pp. ISBN: 9780080480688
- Amaefule, J., Kersey, D., Marschall, D., Powell, J., Valencia L. y Keelan, D. (1988). Reservoir description: A practical synergistic engineering and geological approach based on analysis of core data. *Society of Petroleum Engineers* 18167.
- Bjorlykke, K. (2014). Relationships between depositional environments, burial history and rock properties. Some principal aspects of diagenetic process in sedimentary basins. *Sedimentary Geology*, 301, 1-14.
- Bratton, T., Dao Viet Canh, Nguyen Van Que, Nguyen V. Duc, Gillespie, P., Hunt, D., Bingjian Li, Marcinew, R., Satyaki Ray, Montaron, B., Nelson, R., Schoderbek, D. y Sonneland, L. (2006). La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados. *Oilfield Review*, 4-25.
- Cone, M.P. y Kersey, D.G. (1993). Porosity. In: Morton-Thompson, D., Woods, A.M. (eds.), Development Geology Reference Manual, Part 5 Laboratory Methods. *American Association of Petroleum Geologists, Methods in Exploration Series*, 10, 204-209.
- Craft, B.C., Hawkins, M.F. y Terry, R.E. (1991). *Applied Reservoir Engineering*. Prentice Hall, 222 pp. New Jersey.
- Ehlig-Economides, C.A., Taha, M., Marin, H.D., Novoa, E. y Sánchez, O. (2000). Drilling and completion strategies in naturally fractured reservoirs. *Society of Petroleum Engineers, International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico. OnePetro*.
- Ekstrom, M.P., Dahan, C.A., Chen, M.Y., Lloyd, P.M. y Rossi, D.J. (1987). Formation imaging with microelectrical scanning arrays. *Log Analyst* 28, 294-306.
- Fjær, E., Holt, R., Horsrud, P. y Raaen, A. (2008). *Petroleum related rock mechanics*. 2nd Edition, Elsevier. ISBN: 9780080557090
- Friedman, M. (1967). Description of rocks and rock masses with a view to their physical and mechanical behavior. *1st Int. Congress Rock Mechanics, Proceedings* 3, 181-197.
- Ganat, T.A. (2020). *Fundamentals of reservoir rock properties*. Springer Nature. DOI.org/10.1007/978-3-030-28140-3
- Golf-Racht, T.D. van (1982). *Fundamentals of fractured reservoir engineering*. Elsevier, 657 pp. ISBN: 9780080868660
- Heap, M., Reuschlé, T., Baud, P., Renard, F. y Iezzi, G. (2018). The permeability of stylolite-bearing limestone. *Journal of Structural Geology*, 116. DOI: 10.1016/j.jsg.2018.08.007
- Klinkenberg, L.J. (1941). The permeability of porous media to liquids and gases. *Drilling and Production Practice*, 200–213.
- Kubik, W. y Lowry, P. (1993). Fracture identification and characterization using Cores, FMS, CAST, and Borehole Camera: Devonian Shale, Pike County, Kentucky. *Society of Petroleum Engineers* 25897.
- Laprea-Bigott, M. (2023) Notas de cursos de Ingeniería de Yacimientos, Diseño y Análisis de Pruebas de Presión – Texas A&M University, Petroleum Engineering Department,).
- Laongsakul, P. y Dürrast, H. (2011). Characterization of reservoir fractures using conventional geophysical logging. *Songklanakarin J. Sci. Technol.* 33 (2), 237-246.
- Parsons, R.W. (2007). Permeability of idealized fractured rock. *Society of Petroleum Engineers*, 6, 126-136.
- Pijush, P., Zoback, M. y Hennings, P. (2007). Fluid flow in a fractured reservoir using a geomechanically - Constrained fault zone damage model for reservoir simulation. *Society of Petroleum Engineers, Annual Technical Conference and Exhibition*. DOI: 10.2523/110542-MS

- Poston, S. y Laprea-Bigott, M. (2023). Practical Aspects of Waterflooding. *Society of Petroleum Engineers, SPE Books* (www.onepetro.org),
- Mazzullo, S.J. y Chilingarian, G.V. (1992). Diagenesis and origin of porosity. In: Chilingarian, G.V., Mazzullo, S.J. y Rieke, H.H. (eds.), Carbonate reservoir characterization: A geologic-engineering analysis, Part I. *Elsevier Publ. Co., Developments in Petroleum Science*, 30, 199-270. Amsterdam.
- Miquel González, L, Ortiz Rabell, G. y Castro Castiñeira, O. (2017). Aplicación de la técnica de tomografía axial computarizada para mejorar la caracterización de las rocas sello y reservorio de los yacimientos petroleros cubanos. *Boletín de Ciencias de la Tierra*, (41), 72-79.
- Muskat, M. (1937). The Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media. New York: McGraw-Hill. ISBN 978-0934634168
- Naides, C. (2020). Como construir un modelo petrofísico, del poro al perfil. *Society of Petroleum Engineers*, 49pp.
- Nelson, R.A. (2001). Geologic analysis of naturally fractured reservoirs. *Gulf Professional Publishing*, 8-43.
- Rossello, E.A. (2017). Influencia del soterramiento en la calidad de los reservorios de hidrocarburos: fundamentos, metodologías prácticas de reconocimiento e interpretación. *Asociación Geológica Argentina, Revista*, 75 (2), 722-735.
- Rossello, E.A. (2018). Interpretaciones estructurales dinámicas a partir del análisis de ovalización (break-outs) de pozos: aplicaciones a perforaciones en la Formación Vaca Muerta (Cuenca Neuquina, Argentina). *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 75 (2), 252-264.
- Rossello, E.A. y Saavedra, J.L. (2019). Contribution of bedding to the petrophysical characterization of naturally fractured reservoirs: Example of the Matachines fields, Upper Magdalena Valley. *Boletín de Geología*, 46, 23-49.
- Rushing, J.A., Newsham, K.E., Lasswell, P.M., Cox, J.C. y Blasingame, T.A. (2004). Klinkenberg -corrected permeability measurements in tight gas sands: Steady-state versus unsteady-state techniques. SPE 89867, *Conferencia y Exhibición Técnica Anual*, Houston.
- Saidi, A.M. (1987). *Reservoir engineering of fractured reservoirs*. Total Edicione, 864 pp., Paris.
- Schlumberger (1987). *Principios y aplicaciones de la interpretación de registros*. <https://es.scribd.com/document/95473890/>
- Serag El Din, S., Dernaika, M.R., Al Hosani, I., Hannon, L., Skjæveland, S.M. y Kalam, M.Z. (2010). Whole core versus plugs: Integrating log and core data to decrease uncertainty in petrophysical interpretation and STOIP calculations. *Society of Petroleum Engineers*, 18 pp. SPE 137679
- Serra, O. (2008). *Well Logging Handbook*. Technip Editions, 604 pp., Paris.
- Stearns, D.W. y Friedman, M. (1972). Reservoirs in fractured rock. *American Association of Petroleum Geologists, Memoir*, 16, 82-106. DOI.org/10.1306/M16371C8
- Tiab, D. y Donaldson, E.C. (2004). *Petrofísica*. Elsevier, 914 pp. Oxford, UK.
- Warren, J.E. y Root, P.J. (1963). The behavior of naturally fractured reservoirs. *Society of Petroleum Engineers, Journal* 3 (03), 245-255. DOI.org/10.2118/426-PA
- Zoback, M.D. (2006). *Reservoir Geomechanics*. Cambridge University Press. 449 pp. DOI.org/10.1017/CBO9780511586477