



Revista Arbitrada Venezolana
del Núcleo Costa Oriental del Lago



Impacto *Científico*
Universidad del Zulia

Junio 2025
Vol. 20 N° 1

ppi 201502ZU4641
Esta publicación científica en formato digital
es continuidad de la revista impresa
Depósito Legal: pp 200602ZU2811 / ISSN: 1856-5042
ISSN Electrónico: 2542-3207

 **Impacto Científico**

**Revista Arbitrada Venezolana
del Núcleo LUZ-Costa Oriental del Lago**

Vol. 20. N°1. Junio 2025. pp. 13-22

DOI: 10.5281/zenodo.15692863

Identificación de fracturas naturales en yacimientos petrolíferos de litología carbonática mediante registros de pozos y análisis Geomecánico

Ninfa María Castillo

Universidad del Zulia. Escuela de petróleo.

Maracaibo, Venezuela

 <https://orcid.org/0009-0002-0808-829X>
ncastillo@fng.luz.edu.ve

Resumen

El estudio tiene como objetivo la identificación de los tipos y disposición de fracturas naturales en yacimientos de litología carbonática, considerando su influencia en el desarrollo y manejo de estos recursos. Teóricamente, explora la relación entre el patrón de esfuerzos geomecánicos y las propiedades de la roca, diferenciando entre comportamiento frágil y dúctil. La metodología incluye el análisis e interpretación de información recolectada durante la perforación, así como el uso de registros de pozo convencionales y de tecnología avanzada, núcleos y análisis geomecánico. Los resultados muestran que las características de las fracturas, tales como: tamaño, distribución, orientación y apertura, están estrechamente relacionadas con los esfuerzos geomecánicos y las condiciones estructurales del yacimiento. Las conclusiones subrayan una comprensión detallada de estas fracturas es esencial para optimizar la producción de hidrocarburos y manejo de los yacimientos carbonáticos. Finalmente, los hallazgos del estudio proporcionan un marco integral para la caracterización de fracturas naturales, contribuyendo así al mejor aprovechamiento de los recursos naturales.

Palabras clave: Análisis geomecánico; Litología carbonática; Registros de pozos; Yacimientos naturalmente fracturados

Identification of natural fractures in carbonate reservoirs through well logs and geomechanical analysis

Abstract

The study aims to identify the types and disposition of natural fractures in carbonate lithology reservoirs, considering their influence on the development and management of these resources. Theoretically, it explores the relationship between the geomechanical stress pattern and rock properties, differentiating between brittle and ductile behavior. The methodology includes the analysis and interpretation of data collected during drilling, as well as the use of conventional well logs, advanced technology, core samples, and geomechanical analysis. The results show that the characteristics of the fractures, such as size, distribution, orientation, and aperture, are closely related to geomechanical stresses and the structural conditions of the reservoir. The conclusions emphasize that a detailed understanding of these fractures is essential to optimize hydrocarbon production and the management of carbonate reservoirs. Finally, the study's findings provide a comprehensive framework for the characterization of natural fractures, thus contributing to the better utilization of natural resources.

Keywords: Geomechanical analysis; Carbonate lithology; Well logs; Naturally fractured reservoirs.

Introducción

Los yacimientos naturalmente fracturados se distinguen por la presencia de sistemas de fracturas que, al interactuar con la matriz rocosa, influyen significativamente en la porosidad y el flujo de fluidos. Este fenómeno demanda una caracterización precisa para optimizar la recuperación de hidrocarburos. Según Ahr (2008), las fracturas pueden actuar tanto como conductos como barreras para el movimiento de fluidos, dependiendo de su geometría y distribución. Además, de acuerdo con Lee y col. (2015), los yacimientos carbonatados comprenden más del 60% de las reservas de petróleo y el 40% de las de gas a nivel mundial, con una calidad que depende de factores como la fábrica depositacional, la diagénesis y la fracturación de las rocas.

Addis (1987) destaca que las fracturas son cruciales para la conectividad de fluidos, pero se originan en procesos geomecánicos posteriores a la litificación, influidos por variables como la litología, la presión de poro y la temperatura. En esta línea, Djebbar y col. (2004) señalan que la perforación en estos yacimientos requiere información geomecánica detallada para optimizar la ubicación de pozos y reducir riesgos; no

obstante, el uso de núcleos —aun siendo una fuente directa de datos— está limitado por factores como el costo, la recuperación y la orientación. Por otra parte, los registros de imágenes han facilitado la detección de fracturas desde la década de 1980. Aunque su uso puede ser limitado en pozos antiguos y depende de la disponibilidad de personal capacitado, estos registros permiten un análisis detallado de atributos como el buzamiento y la apertura, complementando los datos de núcleos para una caracterización precisa de las fracturas (Serra, 1989; Aguilera, 1995; Nelson, 2001; Tokhmchi y col. 2008).

Materiales y métodos

Datos de registros geofísicos:

Para este estudio, se emplearon datos de registro adquiridos a través de los servicios de Wireline (WL) y Logging While Drilling (LWD). Los registros convencionales incluyen CAL (caliper), BS (tamaño de broca), GR (rayos gamma), RHOB (densidad aparente), NPHI (porosidad de neutrones), DT (velocidad sónica de compresión), PEF (factor fotoeléctrico), HRLA (Laterolog de alta resolución) y MSFL (registro microesférico enfocado). Asimismo, se utilizaron registros avanzados como el FMI (MicroImager de formación completa) para una caracterización más precisa de las fracturas (Schlumberger, 2002).

Método para identificación y disposición de fracturas: La identificación de fracturas en yacimientos de litología carbonática se realizó mediante el análisis de núcleos, registros de pozos y datos geomecánicos, buscando comprender la disposición y características de las fracturas en relación con las propiedades mecánicas y geológicas del yacimiento.

Análisis de núcleos: El análisis detallado de núcleos extraídos durante la perforación fue fundamental para identificar y caracterizar fracturas en los yacimientos carbonáticos (Figura 1). Este estudio incluyó descripciones litológicas, así como la observación de microestructuras y fracturas en los núcleos, permitiendo clasificar los sistemas de fracturas en función de su origen (tectónico, diagenético o inducido). Se midieron parámetros como el buzamiento, espaciado, apertura, relleno mineral y conectividad, que son esenciales para la evaluación de la calidad del yacimiento.

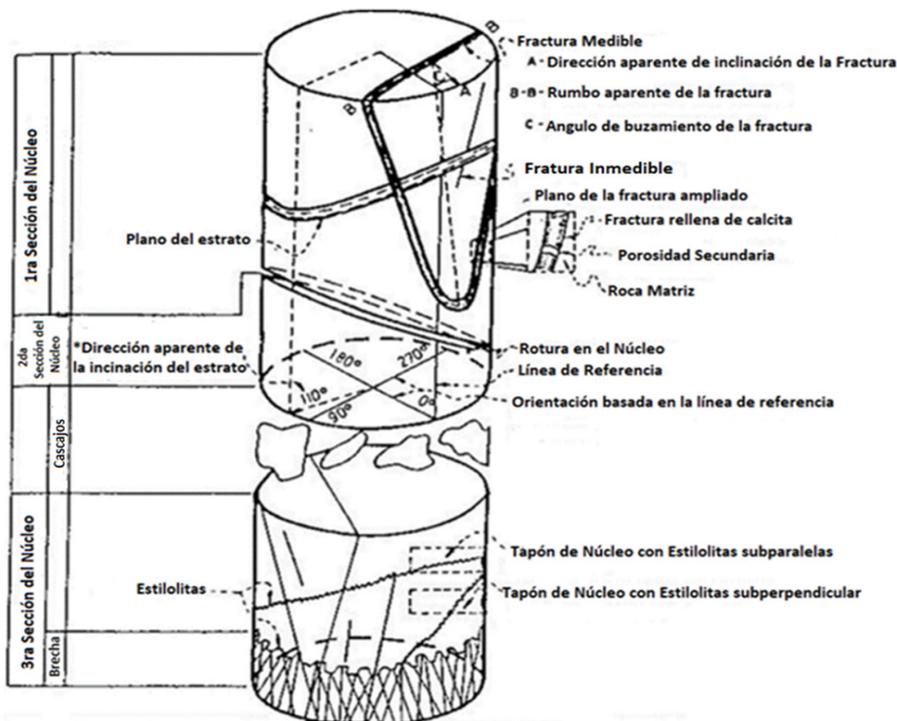


Figura 1. Núcleo completo de un yacimiento fracturado (Handin y col. 1957).

Registros geofísicos (convencionales y de imágenes): Los registros petrofísicos fueron una herramienta clave para la detección de fracturas. Tomando en cuenta las recomendaciones de Martínez (2002), se usó una combinación de registros para identificar zonas fracturadas, ya que un único tipo de registro no es suficiente. Las herramientas de imagen de pozo, en combinación con registros convencionales como gamma ray, caliper, temperatura, resistividad y estimadores de porosidad, permitieron una caracterización precisa de zonas de fractura (Gale y col. 2007).

Análisis geomecánico: La caracterización geomecánica de las fracturas comenzó con la identificación de fracturas y fallas, y la determinación de la dirección de los esfuerzos a partir de datos geomecánicos. Para esta fase se integraron registros de pozos, descripciones de núcleos, registros caliper y sónicos, entre otros (Khatibi, 2018). Se construyó un modelo geomecánico integrando registros de cable con eventos de perforación y datos de núcleos, lo que permitió mejorar la estimación de los esfuerzos in situ y las propiedades mecánicas (Zoback, 2006).

Resultados y discusión

Análisis de núcleo

Para identificar las áreas con mayor potencial de flujo de hidrocarburos y posibles zonas de alta productividad, facilitando la toma de decisiones en cuanto a la explotación. Después del respectivo análisis se tiene los siguientes resultados tomados del núcleo, la identificación y caracterización del sistema de fracturas, el análisis detallado de características como el buzamiento, espaciado y apertura de las fracturas ayuda a entender la orientación y distribución espacial de las fracturas, la presencia de minerales de relleno, como la calcita, permite identificar los procesos diagenéticos que han modificado las fracturas y evaluar si estos rellenos limitan o favorecen la permeabilidad y la determinación de la conectividad de las fracturas que permite evaluar qué tan interconectadas están, lo cual es esencial para determinar si las fracturas funcionan como vías efectivas de flujo o si están aisladas y no contribuyen significativamente a la producción.

Identificación de fracturas a través de los registros geofísicos de pozos

Todas las herramientas de registros responden a la presencia de algunas características de las fracturas naturales, pero no solo los registros proveen toda la información necesaria. La mayoría de las respuestas son cualitativas, las principales herramientas para identificar fracturas individuales o zonas fracturadas son las herramientas acústicas, específicamente las herramientas de imagen del pozo, sin embargo, con una combinación de registros estándar, tales como, gamma ray, calibrador (caliper), de temperatura, resistividad y porosidad, que pueden proporcionar información suficiente para identificar zonas de fracturas.

Registros rayos gamma y rayos gamma espectral

Desde la óptica de Beck y col., (1977), el aumento de la rugosidad en las fracturas o cristales radioactivos (como el uranio) depositados en la abertura de la fractura durante la circulación del agua, pueden aumentar la radioactividad y dar una respuesta de rayos gamma más alta. Tal respuesta se puede agregar a otras indicaciones y, por lo tanto, ayudará a detectar fracturas. Así mismo, según Darling, (2005), los registros de rayos gamma espectrales pueden ser aplicados en el reconocimiento de fracturas que han tenido sales de uranio precipitadas en ellas por sistemas de agua subterránea, considerando que una de las principales posiciones para la acumulación de uranio es la fractura que se puede determinar por los registros SGR (rayos gamma estándar) y CGR (rayos gamma calculados).

Registro caliper

Mediante el registro del calibrador, es posible definir el diámetro y las variaciones geométricas del pozo, permitiendo su monitoreo. En zonas fracturadas, el tamaño del hoyo suele reducirse, posiblemente debido a revoques gruesos o al uso de materiales para controlar la pérdida de circulación, aunque en otros casos el hoyo puede mostrar alargamientos causados por la ruptura de la formación y la caída de partículas, especialmente entre fracturas paralelas Beck y col. (1977). Las fracturas llenas de lodo conductor a base de agua se evidencian como respuestas conductoras en plataformas de registro (Chilingar y col., 1996). En el registro de calibre (CAL), el diámetro en zonas de fractura puede aumentar, disminuir o no cambiar; la precisión mejora al identificar zonas de lutita, ya que el aumento del diámetro restante se relaciona con colapsos en áreas fracturadas.

Registro de temperatura

La presencia de fracturas aumenta la pérdida de lodo (invasión), que provocará una modificación del gradiente de temperatura en la zona fracturada durante la circulación de lodo, o más adelante en el tiempo cuando la circulación de lodo se ha detenido. Pero las fracturas solo se pueden detectar si los termómetros tienen una sensibilidad suficientemente alta y un efecto de inercia relativamente limitado (Suau y col. 1978). En este caso, el cambio local en la temperatura en función del tiempo se registrará con precisión.

El retorno a la temperatura inicial es más lento en el caso de aumentar las pérdidas de lodo, y por lo tanto, en presencia de fracturas, se espera que la reestabilización de la temperatura tarde más tiempo. Las anomalías creadas por fracturas indican la zona fracturada. Sin embargo, debido a la mala interpretación de los registros de temperatura, los resultados obtenidos de estos registros solo deben considerarse como una indicación cualitativa de la presencia de fracturas. Los registros de temperatura pueden ser más exitosos en el caso de un pozo productor de gas de pozo abierto. La patada de la curva de temperatura que indica una baja temperatura es un ejemplo tradicional de la identificación de fracturas en un pozo (Suau y col. 1978).

Registros de resistividad

La medición de resistividad depende de la geometría y del fluido que llena las fracturas, así como de la dirección (vertical u horizontal) y tamaño de estas. Si predominan las fracturas verticales, el registro de inducción no suele detectarlas, ya que la corriente tiende a circular en bucles horizontales, pasando por alto las fracturas verticales (Beck y col., 1977).

En contraste, las fracturas horizontales llenas de agua pueden generar anomalías conductoras importantes. Las fracturas llenas de agua tienden a disminuir la resistividad

al cortocircuitar las líneas de corriente mientras que, en formaciones compactas, esta resistividad puede aumentar, especialmente si contienen hidrocarburos. Las fracturas diagenéticas cementadas con carbonatos, visibles en los registros de imagen por su mayor resistividad, actúan como barreras al flujo, y en casos de extensión lateral significativa, pueden comportarse como pequeñas trampas locales (Schlumberger, 1978).

Herramientas convencionales combinadas en perillaje de pozos para la detección de fracturas

Herramientas inducción – laterolog: Si las dos herramientas se ejecutan juntas, los resultados se pueden usar para el primer método de búsqueda rápida (Beck, 1977). Las fracturas se pueden detectar si la respuesta de una herramienta microresistiva enfocada, se combina con el registro de inducción de investigación de profundidad, que puede detectar fracturas verticales si están saturadas con filtrado de lodo (de resistividad relativamente baja). Sin embargo, el éxito de este método depende de una serie de factores, tales como las características de fractura (dimensiones, extensión lateral), resistividad del fluido de perforación, litología, forma y tamaño del pozo, entre otras. Por lo tanto, importante considerar los aportes de Beck y col. (1977) quienes plantean que es necesario comparar la respuesta con los resultados obtenido de otros registros para llegar a una conclusión sobre la presencia de fracturas.

Herramienta doble laterolog-rxo: Los efectos combinados de las curvas DLL-Rxo sugeridos por Suau (1978) son muy indicativos si las fracturas están saturadas con hidrocarburos lejos del pozo. La presencia de fracturas ya está indicada por la diferencia entre LLd y LLs que, además, se acentúan por la respuesta de Rxo. La DLL si tiene éxito, puede ayudar en la evaluación de la porosidad de la fractura, expresada como una fracción de la masa no porosa (Beck y col. 1977).

Registros de imágenes: Los registros de imágenes de pozo, como el FMS (Formation Micro Scanner) y el FMI (Fullbore Formation MicroImager), son herramientas modernas utilizadas para detectar fracturas a pequeña escala en yacimientos fracturados, especialmente en formaciones carbonatadas complejas. Estos escanean eléctricamente la pared del pozo y generan una pseudo-imagen que revela detalles de la estratigrafía y las fracturas naturales, permitiendo determinar el tipo, apertura y orientación de las fracturas. Las herramientas de tecnologías modernas de imágenes con las que se puede identificar y caracterizar fracturas naturales en yacimientos carbonáticos.

Cada una de estas herramientas tiene sus propias capacidades y limitaciones. Sin embargo, la combinación con otros registros da resultados favorables para la detección de fracturas. Aunque su uso es limitado por su costo y el tiempo de adquisición, suelen emplearse en áreas con litologías y estructuras complejas o para recuperación de núcleos, generalmente acompañados de un registro de rayos gamma.

Identificación de fracturas con la herramienta de registro Dipmeter: El registro dipmeter es básicamente la herramienta que evalúa el ángulo de buzamiento y la dirección de buzamiento de un plano de estratificación que se cruza con el pozo. Por analogía, se espera que el dipmeter que pasa por delante de una fractura indique su presencia aumentando la conductividad, si se compara con la conductividad de la matriz (zona no fracturada). Las grabaciones de las cuatro almohadillas radiales posicionadas con un intervalo angular de 90° se asemejan a cuatro curvas de microresistividad. Si la herramienta se gira en el pozo con una velocidad uniforme, la respuesta del dipmeter puede describir todos los tipos de fracturas de vertical a horizontal (Schlumberger, 1978).

Registro de identificación de fractura (FIL): El registro de identificación de fracturas (FIL) es una herramienta mejorada y altamente eficiente para detectar fracturas, gracias a la superposición de la respuesta de un par de electrodos. Este registro muestra curvas convencionales de cuatro pasos y entre dos y cuatro curvas adicionales para obtener información detallada de las características de las fracturas (Schlumberger, 1978). Aunque en la mayoría de los casos el FIL ofrece resultados satisfactorios, su precisión disminuye en presencia de muchas microfracturas. Si se observan anomalías atribuidas a las corridas de pozos, se recomienda repetir la medición tanto en zonas fracturadas como en áreas sin fracturas para tener una referencia precisa. Además, es importante atender principalmente a las anomalías significativas, y ser cautelosos al interpretar resultados si se pierde contacto en el pozo (Beck y col. 1977).

Registro de densidad: La herramienta detecta cambios en la intensidad causados por la densidad de la roca mediante una fuente y un sistema de conteo, según lo propuesto por (Picket y Reynolds, 1969). Las rocas de baja porosidad producen tasas bajas de conteo, mientras que las fracturas pueden indicar una mayor porosidad en la sección del pozo frente al detector. Beck y col. (1977) consideraron la curva de corrección $\Delta\rho$ en el registro FDC (densidad de compensación) como un método eficiente para la detección rápida de fracturas. Delta-Rho, diseñado para compensar el registro de densidad en hoyos rugosos y revoques, también es útil para detectar fracturas, ya que muestra una anomalía al pasar frente a ellas. Aunque algunas fracturas pueden pasar desapercibidas, la ventaja principal de esta herramienta es su capacidad para registrar la porosidad, útil para cálculos posteriores.

Registro Neutrón: El dispositivo de neutrones detecta principalmente la cantidad de hidrógeno en la formación, ya que los neutrones pierden energía al chocar con núcleos de hidrógeno. En presencia de una fractura abierta, puede registrarse una anomalía que indique mayor porosidad (Picket y col. 1969). Al comparar la porosidad de núcleo con la calculada por registros de neutrones, es posible inferir fracturas si hay una discrepancia significativa, dado que la porosidad del núcleo suele reflejar la porosidad de la matriz y la de neutrones, la porosidad total.

Si la porosidad del núcleo es mucho menor que la de neutrones, se interpreta que representa la matriz en una zona fracturada. Sin embargo, la herramienta convencional,

al ser unidireccional, enfrenta limitaciones, ya que solo puede detectar fracturas en un lado del pozo (Picket y col. 1969). Actualmente, existen herramientas de nueva tecnología que superan estas limitaciones y mejoran la detección de fracturas desde múltiples direcciones.

Registro sísmico: Los especialistas en perfilaje coinciden en que el uso de la propagación de ondas acústicas sigue siendo fundamental para la detección de fracturas (Morris y col. 1964). El registro acústico puede servir como un control cualitativo de posibles zonas fracturadas, especialmente cuando se combina con registros de calibrador, tiempo de perforación y lodo, así como con el registro litológico de cortes. Cuando se detectan zonas fracturadas, el intervalo de tiempo de tránsito acústico en el pozo puede aumentar drásticamente, provocando que la escala logarítmica cambie de 2 a 4 veces casi instantáneamente, dependiendo de la diferencia en el tiempo de tránsito acústico entre la roca fracturada y la no fracturada (Ahr, 2008).

Conclusiones

Estos resultados proporcionan una base sólida para la caracterización de fracturas y el análisis del potencial productivo del yacimiento. La combinación de estas herramientas permite una evaluación integral, aportando valor en la identificación de zonas con mayor permeabilidad y conectividad. La diversidad de datos obtenidos contribuye a validar los hallazgos mediante comparaciones con estudios previos y análisis estadísticos, reforzando su relevancia científica en el campo de la geomecánica y la explotación de hidrocarburos en yacimientos naturalmente fracturados.

Referencias bibliográficas

Addis MA. (1987). The Stress-Depletion Response of Reservoirs. artículo SPE 38720, presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual de la SPE, San Antonio, Texas, 5 al 8 de octubre de 1997.

Aguilera, R. (1995). Naturally Fractured Reservoir. 2nd. Edition. Tulsa, Oklahoma: Penwell Books.

Ahr, W. (2008). Geology of Carbonate Reservoirs: The Identification, Description, and Characterization of Hydrocarbon Reservoirs in Carbonate Rocks. Edition. New Jersey: Wiley& Sons, Inc., Publication, pp. 269.

Beck, J., Schultz A., y Fitzgerald D. (1977). Método potencial de Registro de identificación de fracturas. In Peace Bridge. Reservoir evaluation of fractured cretaceous carbo-nates in South Texas. SPWLA Eighteenth Annual Logging Symposium. June 5-8, 1977, Calgary, Alberta. Paper M. 5 8

Chilingar, G. (1996). Classification of limestones and dolomites on basis of Ca/Mg ratio. *Sedimentology and Petrology*, 27: 187 – 189.

Djebbar, T., Erle D. (2004). *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport*. Gulf professional publishing is an imprint of ELSEVIER. 926 pp.

Handin y Hager R.V. (1957). Experimental deformation of sedimentary rocks under confining pressure tests at room temperature on dry sample. *Am. Assoc. Petroleum Geologists. Bull.*, V 41, pl-50.

Gale, J.F.W., Reed, R.M. and Holder J. (2007). Natural fractures in the Barnett Shale and their importance for hydraulic fracture treatments. *AAPG Bulletin*, 91(4), 603-622.

Khatibi S., Aghajanpour A., Ostadhassan M., and Farzay O. (2018). Evaluating single-parameter parabolic failure criterion in wellbore stability analysis. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 50, pp. 166-180,

Li, Y., Kang Z., Xue Z., Zheng S. (2015). Theories and practices of carbonate reservoirs development in China. *Shiyou Kantan Yu Kaifa/Pet Explor Dev*. 2018c; 45(4):669–78. <https://doi.org/10.11698/PED.2018.04.12>.

Martínez, L.P. (2002). *Characterization Of Naturally Fractured Reservoirs From Conventional Well Logs*. Univ. Oklahoma, Oklahoma.

Morris, R. L.; D. R. Grine y T.E. Arkefeld. (1964). The use of Compressional and Shear Acoustic Amplitudes for the Location of Fracture. *Journal of Petroleum Technology*.

Nelson, R. (2001). Análisis geológico de la reserva natural de fracturas: la integración es la clave de optimización. *Serie de autor distinguido*, 52-54, SPE 56010.

Picket, R; y Reynolds B. (1969). Evaluation of fractured reservoirs. *SPEJ*, March.

Suau, J.J. and Gartner, J., 1978. Fracture detection from logs. *SPWLA*.

Serra, O., 1989. *Formation MicroScanner image interpretation*. Schlumberger Educational Services.

Schlumberger (2002). *Geologic Applications of Borehole Images*. Cap 1. Tool Theory and Measurements pp. 1-7. Oilfield Services.

Schlumberger (1978). *Fracture detection techniques with open holes. A review; of internal manual*.

Tokhmchi, B., Memarian H., Rezaee M. (2008). Estimation of the fracture density in fractured zones using petrophysical logs. *J Pet Sci Eng*. 72(1):206–13.

Zoback, M.D., 2007, *Reservoir Geomechanics*: Cambridge University Press, 449p