

Importancia de las propiedades petrofísicas obtenidas en muestras de roca a presiones de confinamiento para la determinación de las capacidades de almacenamiento y flujo de los yacimientos

Importance of petrophysical properties obtained from rock samples at confining pressures for determining reservoir storage and flow capacities

DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.17419337>

Recibido: 2025-07-10 Aceptado: 2025-08-18

Atencio, Edilio¹

Correo: edilioatencio@gmail.com

Orcid: <https://orcid.org/0009-0008-0226-1024>

Panesso, Rafael²

Correo: panessor@inter-rock-ca.com

Orcid: <https://orcid.org/0009-0004-1281-8253>

Quaglia, Alfonso³

Correo: quagliaa@inter-rock-ca.com

Orcid: <https://orcid.org/0009-0001-3039-0850>

Sandoval, Berenice⁴

Correo: beresandoval@hotmail.com

Orcid: <https://orcid.org/0009-0005-0478-592X>

Resumen

Este estudio presenta un nuevo flujo de trabajo para la caracterización petrofísica de yacimientos en dos áreas geográficas (A, en Suramérica y G, en Norteamérica), integrando datos de núcleos y registros de pozo bajo condiciones de presión de confinamiento. Se calibraron propiedades como porosidad y permeabilidad, logrando una estimación con un mayor grado de certidumbre del volumen original de petróleo en sitio (POES), con reducciones entre 14% y 22% respecto a métodos tradicionales. La correlación núcleo-perfil fue sólida en los pozos A, pero mostró discrepancias en los pozos G, atribuidas a heterogeneidades litológicas. El análisis de sensibilidad reveló una alta dependencia de los valores de corte de porosidad y arcillosidad. Aunque se requiere validación adicional, el método mejora la precisión, reduce tiempos de ejecución, incrementa la eficiencia y aporta valor estratégico para la toma de decisiones en exploración y producción.

Palabras clave: Caracterización petrofísica, presión de confinamiento neto, calibración núcleo-perfil, porosidad, permeabilidad, volumen original de petróleo en sitio, heterogeneidad litológica, análisis de sensibilidad, evaluación de reservas y optimización de flujo de trabajo.

¹ Ing. Geólogo, mención Recursos Petroleros. Universidad de Oriente. Bolívar, Venezuela

² Ing. Geólogo. Mg. en Ingeniería de Petróleos con especialización en la caracterización petrofísica de yacimientos no convencionales. Inter-Rock, C.A. Sucursal Colombia.

³ Ing. Geólogo. Mg. en Geología y Mineralogía. PhD en Educación Superior. Inter-Rock. LLC. Houston, USA

⁴ Ing. Geólogo. Universidad de Oriente. Bolívar, Venezuela.

Abstract

This study introduces a novel workflow for petrophysical reservoir characterization in two geographic areas (A, in South America and G, in North America), integrating core and log data under confining pressure conditions. Porosity and permeability were calibrated to improve the estimation of original oil in place (OOIP), showing reductions between 14% and 22% compared to traditional methods. Core-log calibration showed strong correlation in wells A, with discrepancies in wells G likely due to unmodeled lithological heterogeneities. Sensitivity analysis indicated high dependence on porosity and clay cutoffs. While further validation is recommended, the workflow improve accuracy, reduces execution time, enhances efficiency and provides a valuable tool for hydrocarbon exploration and production decision-making.

Keywords: Petrophysical characterization, confining pressure, core-log calibration, porosity, permeability, original oil in place, lithological heterogeneity, sensitivity analysis, reserve estimation, workflow optimization, net overburden pressure.

Introducción

El estudio se centró en la caracterización petrofísica de yacimientos utilizando datos de núcleos y registros de dos áreas geográficas: una, localizada en Suramérica y designada con la letra “A” y otra, en Norteamérica con la letra “G”. Ambas zonas contaban con 2 pozos cada una (A-1 y A-2) y (G-1 y G2) respectivamente, de acuerdo con American Petroleum Institute (1998).

Se desarrolló un nuevo flujo de trabajo para calibrar las propiedades petrofísicas de yacimientos, considerando el efecto de la presión de confinamiento, tanto en la porosidad como en la permeabilidad. La caracterización petrofísica de los yacimientos antes mencionados se llevó a cabo mediante la integración de datos de núcleos y registros de pozos disponibles, mejorando así la estimación de las reservas, siguiendo las pautas de Contreras y García (2007).

Tradicionalmente, los análisis de núcleos se realizan a condiciones de presión estándar, lo que subestima el impacto de la presión de sobrecarga en las propiedades petrofísicas. Nuestro flujo de trabajo incorpora mediciones de laboratorio realizadas a condiciones de confinamiento, lo que permite determinar, con un mayor grado de certidumbre, el volumen original de petróleo en sitio (POES) y el comportamiento de las rocas en el subsuelo.

El volumen de Petróleo Original En Sitio (POES) se estimó usando los nuevos parámetros petrofísicos. Estos cálculos mostraron una disminución considerable, entre el 14% y el 22%, en comparación con las estimaciones anteriores. Esta reducción se interpreta como una "sinceración" o ajuste más realista de los cálculos volumétricos. No obstante, es importante mencionar que la precisión de estos resultados está limitada por la calidad de los datos y las



interpretaciones a priori empleadas en el proceso, según Cosentino (2001); Panesso y Quaglia (2002).

Se recomienda realizar estudios adicionales para validar los modelos utilizados y mejorar la caracterización de los yacimientos. La calibración núcleo-perfil mostró una buena correlación entre los valores de porosidad y permeabilidad obtenidos de los núcleos y los registros, especialmente, en la formación correspondiente a los pozos A1 y A2. No obstante, se observaron algunas discrepancias en la formación correspondiente a los pozos G1 y G2, posiblemente debido a heterogeneidades litológicas no consideradas en el modelo, tales como: variaciones en el tamaño de grano, cambios en la mineralogía, presencia de laminaciones y/o cementación irregular.

Las estimaciones de reservas obtenidas en este estudio son ligeramente inferiores a las estimaciones previas, lo que sugiere la necesidad de realizar estudios adicionales para confirmar estos resultados. Un análisis de sensibilidad indicó que los resultados son más sensibles a los cambios de los valores de corte de porosidad y arcillosidad.

Este nuevo flujo de trabajo no solo mejora la precisión de las evaluaciones petrofísicas, sino que también reduce los tiempos de ejecución, mejora la precisión y la eficiencia en los procesos de caracterización petrofísica, ayudando a tomar decisiones tempranas más informadas y minimizando los riesgos. Además, proporciona una herramienta valiosa para la toma de decisiones en la exploración y producción de hidrocarburos.

La industria petrolera busca, constantemente, mejorar la precisión de las estimaciones de reservas y optimizar la recuperación de hidrocarburos. Sin embargo, las prácticas actuales de calibración núcleo-perfil, que suelen realizarse a condiciones de presión estándar, subestiman el impacto de la presión de confinamiento en las propiedades petrofísicas de las rocas yacimiento. Esta omisión puede llevar a errores significativos en la evaluación de yacimientos y en la toma de decisiones de inversión al sobreestimar los volúmenes de hidrocarburos.

1. Objetivos del estudio

- Desarrollar un procedimiento para la calibración núcleo-perfil considerando el efecto de la presión de confinamiento.
- Comparar los resultados obtenidos en el nuevo flujo de trabajo con los resultados de métodos estándar tradicionales.
- Validar el nuevo flujo de trabajo mediante la ejecución de casos de estudio.

2. Metodología

El estudio metodológico se basó en Rider (1996), el cual contempla los siguientes aspectos:

2.1. Control de calidad

La calidad de los datos de núcleos y registros es esencial para obtener resultados confiables, por lo que, se recomiendan protocolos minuciosos de planificación tanto en la certificación de los registros como en la obtención de Núcleos para garantizar la representatividad de los datos. En el caso específico de los núcleos, es indispensable implementar procedimientos adecuados de corte, manejo y preservación tanto para los análisis convencionales como los especiales.

2.2. Calibración núcleo-perfil

La calibración núcleo-perfil es fundamental para relacionar las propiedades medidas en el laboratorio con las inferidas de los registros de pozo, sobre todo, considerando las mediciones a presión de confinamiento. Los análisis de registros procesados se comparan gráficamente con las propiedades petrofísicas de los núcleos, procurando una buena calibración, de manera tal, que se logren establecer coeficientes de correlación aceptables en eventuales regresiones entre pruebas de laboratorio y los registros.

2.3. Construcción del modelo petrofísico

Porosidad y permeabilidad son las propiedades más comúnmente evaluadas y correlacionadas con otras propiedades del yacimiento, aunque el volumen de arcilla y la saturación de agua son también cruciales para los cálculos volumétricos. En este caso, las correlaciones se hicieron tanto a condiciones estándar como a presión de confinamiento para estimar las diferencias en los intervalos estudiados.

2.4. Integración de datos y tipos de roca

La combinación de datos de núcleos, registros y producción permite construir modelos petrofísicos de baja incertidumbre. Así como también, la determinación de los tipos de roca, la cual depende, especialmente, del radio de garganta de poros. La caracterización petrofísica Integrada de yacimientos hidrocarburíferos es una herramienta clave para entender la heterogeneidad de los yacimientos, según Quaglia et al. (2020).

2.5. Análisis de sensibilidad

Evaluar la incertidumbre asociada a las estimaciones volumétricas del POES para comparar los métodos estándar y a presión de confinamiento.

3. Análisis y discusión de resultados

El estudio realizado estuvo dirigido, principalmente, para caracterizar las propiedades de las rocas y estimar las variaciones en la estimación de las reservas de hidrocarburos considerando los efectos de la presión de confinamiento y la heterogeneidad de los yacimientos estudiados.

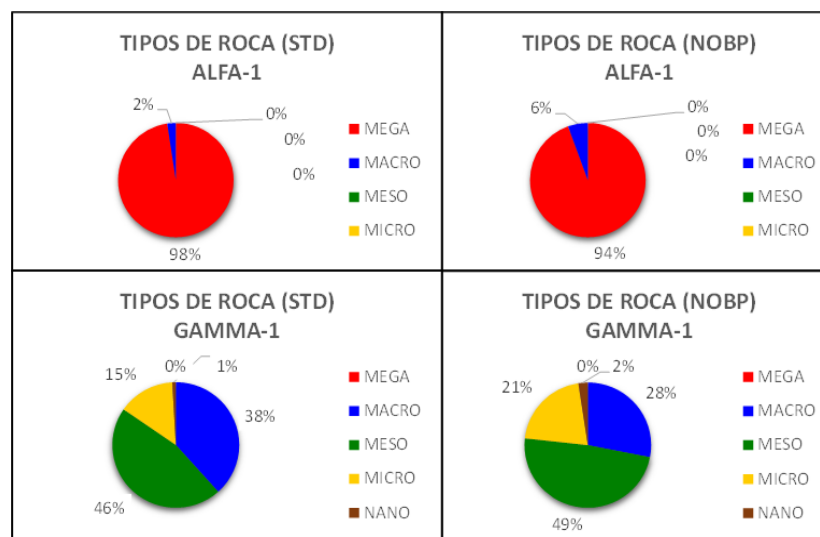
Ambos casos de estudio tienen importantes implicaciones en la determinación de propiedades petrofísicas, entre las cuales tenemos: Mayor confiabilidad de los datos, Mejores prácticas en la caracterización del yacimiento y la predicción del comportamiento de producción, lo cual permitirá la toma de decisiones más informadas para la ubicación de nuevos pozos, la selección de métodos de recuperación y la optimización de la producción. En base a lo anterior, se indica lo siguiente:

- a) La presión de confinamiento tuvo un efecto significativo en la porosidad y permeabilidad, lo que a su vez influyó en la estimación de las reservas, observándose una disminución en ambas propiedades. En el caso de la porosidad, la disminución fue de 3% para la formación “A” y de 1% en la formación “G”. La pérdida de permeabilidad por efecto de la presión de sobrecarga fue de un 35% en la formación “A” y de un 27% en la formación “G”.
- b) La calibración núcleo-perfil mostró una buena correlación entre los valores de porosidad y permeabilidad obtenidos de los núcleos y los registros, especialmente, en la formación correspondiente a los pozos A1 y A2. No obstante, se observaron algunas discrepancias en las formaciones atravesadas por los pozos G1 y G2, posiblemente debido a heterogeneidades litológicas no consideradas en el modelo.
- c) Se identificaron zonas con diferentes características petrofísicas, lo que sugiere heterogeneidad en los yacimientos. Se clasificaron las rocas en función de su radio de garganta de poros a condiciones estándar, que luego al ser analizadas a presión de confinamiento disminuyeron su calidad como se observa en la figura 1, donde la roca tipo Megaporoso (Color

Rojo) disminuye de 98% a 94% en la formación “A” y en el caso de la formación “G” se observa como la roca Macroporosa (Color Azul) disminuye de 38% a 28%.

d) En la determinación volumétrica del petróleo original en sitio (POES), aplicando el método que toma en cuenta la presión de confinamiento, se observó una disminución en el orden de un 14% para la formación “G” y de un 22% en la formación “A” en comparación con los cálculos estándar, lo que se considera más bien como una “Sinceración” de los cálculos volumétricos (Ver tabla 1).

Figura 1. Variación porcentual de los tipos de roca de condiciones STD a NOBP.



Fuente: elaborado por los autores (2025)

Tabla 1. Gráfico de proporciones de Tipos de roca (STD) y (NOBP) Pozos ALFA y GAMMA.

POZO	FORMACIÓN	STD	NOBP	% VARIACION
		POES	POES	
ALFA-1	A	49574.85	38299.96	22.74
ALFA-2		83678.35	65822.15	21.34
GAMMA-1	G	70255.77	60194.52	14.32
GAMMA-2		25504.76	21861.20	14.29

Fuente: elaborado por los autores (2025)

Nota. Variación del cálculo volumétrico de reservas (POES – Bbls Acre/ft). Como se observa en la tabla 1, la variación del POES significa una disminución de reservas en Bbls x ACRE/Ft, que en nuestro trabajo lo hemos querido denominar más bien “sinceración” de reservas en vez de “disminución de reservas”.

Conclusiones

- a) Se evaluaron las formaciones “A” y “G”, generando propiedades como: arcillosidad, porosidad, permeabilidad, saturación de agua y tamaño de garganta de poros.
- b) Se demostró que la presión de confinamiento tiene un impacto significativo en las propiedades petrofísicas, reduciendo la porosidad y permeabilidad de los yacimientos estudiados.
- c) La calibración núcleo-perfil fue fundamental para obtener un modelo petrofísico confiable.
- d) Se identificó variabilidad en las propiedades petrofísicas a lo largo de los intervalos estudiados, indicando cierta heterogeneidad en los yacimientos al identificarse hasta 5 tipos de rocas diferentes.
- e) Se calculó el volumen de petróleo en sitio (POES), observándose una disminución en las reservas al considerar los efectos de la presión de confinamiento.

Recomendaciones

- a) Establecer un riguroso control de calidad de los datos de registros y núcleos.
- b) Implementar procedimientos de toma de muestras que garanticen la representatividad de las muestras de la roca yacimiento.
- c) Incorporar al máximo análisis a presión de sobrecarga para optimizar los cálculos y mejorar la caracterización petrofísica del yacimiento.
- d) Incorporar pruebas como el análisis de difracción de rayos X (XRD), presión capilar y registros especiales para obtener una caracterización más detallada y precisa del yacimiento.
- e) Realizar análisis de sensibilidad para evaluar cómo los cambios en los parámetros de entrada afectan los resultados, sobre todo en los cálculos volumétricos de reservas.

Referencias

- American Petroleum Institute (1998). *Recommended practices for core analysis*. Recommended practice 40. Second Edition. Sections 1-3. Washington, D.C.
- Contreras, E. y García, M. (2007) *Importancia de las actividades de planificación, corte, manejo y análisis de los núcleos de perforación de pozos petroleros*. Boletín IIE, 75-85.
- Cosentino, L. (2001). *Integrated Reservoir Studies*. Editions Technip, Paris.
- Panesso, R. y Quaglia, A. (2002). *Reserves re-estimation using scal to validate sw model from neural net processed old logs*. La Ceibita field, Eastern Venezuela. Case Study. SCA (Society of Core Analysts), SCA 2002-47, California, USA.
- Quaglia, A., Montilva, A., Porras, J. y Panesso, R. (2020). *Análisis comparativo para los rangos de propiedades petrofísicas usando diferentes métodos de presión capilar de inyección de mercurio*. Geominas.
- Rider, M. (1996) *The Geological interpretation of well logs* (2nd Edition). Sutherland, Scotland. Editorial Rider-French Consulting Ltd.

Declaración de conflicto de interés y originalidad

Conforme a lo estipulado en el *Código de ética y buenas prácticas* publicado en **PetroRenova Indexed, Revista Científica de la Energía**, los autores **Atencio, Edilio; Panesso, Rafael; Quaglia, Alfonso y Sandoval, Berenice**, declaran al Comité Editorial que no tienen situaciones que representen conflicto de interés real, potencial o evidente, de carácter académico, financiero, intelectual o con derechos de propiedad intelectual relacionados con el contenido del artículo: **Importancia de las propiedades petrofísicas obtenidas en muestras de roca a presiones de confinamiento para la determinación de las capacidades de almacenamiento y flujo de los yacimientos**, en relación con su publicación. De igual manera, declaran que el trabajo es original, no ha sido publicado parcial ni totalmente en otro medio de difusión, no se utilizaron ideas, formulaciones, citas o ilustraciones diversas, extraídas de distintas fuentes, sin mencionar de forma clara y estricta su origen y sin ser referenciadas debidamente en la bibliografía correspondiente. Consienten que el Comité Editorial aplique cualquier sistema de detección de plagio para verificar su originalidad.

Para citar este artículo:

Atencio, E., Panesso, R., Quaglia, A. y Sandoval, B. (2025). Importancia de las propiedades petrofísicas obtenidas en muestras de roca a presiones de confinamiento para la determinación de las capacidades de almacenamiento y flujo de los yacimientos. *PetroRenova Indexed, Revista Científica de la Energía*. Vol. 1, núm. 3, octubre-diciembre, 2025. <https://doi.org/10.5281/zenodo.17419337>

