



Determinación de una curva de densidad de matriz variable a partir de la descripción de muestras de canal y estimaciones del contenido de carbón orgánico total (COT) para calibración de modelos de porosidad en yacimientos convencionales y no convencionales

Determination of a variable matrix density curve from channel sample descriptions and total organic carbon (TOC) content estimates for calibration of porosity models in conventional and unconventional reservoirs

Determinação de uma curva de densidade de matriz variável a partir de descrições de amostras de canais e estimativas de teor de carbono orgânico total (COT) para calibração de modelos de porosidade em reservatórios convencionais e não convencionais

Rafael Panesso¹ Alfonso Quaglia² Edymar Luna³ Juan Carlos Porras⁴ Marlene Villalba⁵

Recibido: 6-2-25; Aprobado: 2-5-25

¹ Ing^oGeó^o, MSc., Inter Rock Panamerican Colombia. Correo-e: panessor@inter-rock-ca.com

² Ing^oGeó^o, PhD., Inter-Rock USA. Correo-e: quagliaa@inter-rock-ca.com

³ Ing^oGeó^o. Libre ejercicio. Correo-e: luna.edy.10@gmail.com

⁴ Ing^oGeó^o, MSc., Inter Rock Panamerican. Correo-e: porrasjc@inter-rock-ca.com

⁵ Ing^oPetró^o, PhD, Inter-Rock, C. A. Correo-e: Villalbam@inter-rock-ca.com

Resumen

Este estudio establece una metodología para calibrar modelos de porosidad en yacimientos mediante una curva de densidad de matriz variable, determinada a partir de la descripción litológica detallada de muestras de canal y la estimación del contenido de COT. Se revisó la literatura sobre la importancia de la densidad de matriz en el cálculo de la porosidad. Utilizando datos de Mudlogging, análisis geoquímicos (Kerógeno, COT) y registros convencionales, se generó la curva de densidad de matriz variable. Con esta curva y el registro de densidad, se calculó la porosidad. También se estimó el volumen de arcilla (rayos gamma) y la saturación de agua (ecuación de Archie). La porosidad calculada con la metodología propuesta se comparó con la obtenida usando una densidad de matriz fija (práctica común) y una densidad variable de un modelo multimineral. Finalmente, se calculó el petróleo original en sitio (POES) por acre-pie para cada caso, comparando la incidencia de las diferentes aproximaciones de porosidad. Los resultados indicaron que el POES aumentó en dos de los tres intervalos evaluados al utilizar la curva de densidad de matriz variable propuesta, en comparación con el uso de una densidad de matriz fija. Esto sugiere que la metodología propuesta contribuye a una estimación más precisa de la porosidad, saturación de agua, espesores útiles y, consecuentemente, del POES.

Abstract

This study establishes a methodology for calibrating reservoir porosity models using a variable matrix density curve, determined from a detailed lithological description of channel samples and an estimate of TOC content. The literature on the importance of matrix density in porosity calculations was reviewed. A variable matrix density curve was generated using mudlogging data, geochemical analysis (kerogen, TOC), and conventional logs. Porosity was calculated using this curve and the log. Clay volume (gamma rays) and water saturation (Archie equation) were also estimated. The porosity calculated with the proposed methodology was compared with that obtained using a fixed matrix density (common practice) and a variable density from a multi-mineral model. Finally, the original oil in place (OIP) per acre-foot was calculated for each case, comparing the impact of the different porosity approximations. The results indicated that the POES increased in two of the three intervals evaluated when using the proposed variable matrix density curve, compared to using a fixed matrix density. This suggests that the proposed methodology contributes to a more accurate estimation of porosity, water saturation, useful thicknesses, and, consequently, the POES.

Resumo

Este estudo estabelece uma metodologia para calibrar modelos de porosidade de reservatório usando uma curva de densidade de matriz variável, determinada a partir de uma descrição litológica detalhada de amostras de canal e uma estimativa do conteúdo de COT. Foi revisada a literatura sobre a importância da densidade da matriz nos cálculos de porosidade. Uma curva de densidade de matriz variável foi gerada usando dados de registro de lama, análise geoquímica (querogênio, TOC) e registros convencionais. A porosidade foi calculada usando esta curva e o log. O volume de argila (raios gama) e a saturação de água (equação de Archie) também foram estimados. A porosidade calculada com a metodologia proposta foi comparada com aquela obtida usando uma densidade de matriz fixa (prática comum) e uma densidade variável de um modelo multimineral. Por fim, o óleo original no local (OIP) por acre-pé foi calculado para cada caso, comparando o impacto das diferentes aproximações de porosidade. Os resultados indicaram que o POES aumentou em dois dos três intervalos avaliados ao utilizar a curva de densidade de matriz variável proposta, em comparação ao uso de uma densidade de matriz fixa. Isso sugere que a metodologia proposta contribui para uma estimativa mais precisa da porosidade, saturação de água, espessuras úteis e, consecuentemente, do POES.

Palabras clave/Keywords/Palabras-chave:

Amostras de calha, Contenido de Carbón Orgánico Total (COT), Cuttings, Densidade da matriz variável, Densidad de matriz variable, Muestras de canal, Petrofísica, Petrophysics, Porosidade, Porosidad, Porosity, Teor de Carbono Orgânico Total, Total Organic Carbon (TOC), Variable Matrix Density.

Introducción

La porosidad es una propiedad petrofísica fundamental que define la capacidad de almacenamiento de fluidos en las rocas que conforman los yacimientos hidrocarbúferos.

Su importancia en lo económico está asociada al cálculo de reservas, siendo también importante, desde el punto de vista técnico, en la estimación de los volúmenes porosos para proyectos de inyección de fluidos, en el diseño de la estimulación mediante fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales en lutitas hidrocarbúferas (YNC), y en general, en los diferentes modelos y simulaciones en el ámbito geológico, geofísico, geomecánico, de yacimientos y de producción.

Existen diferentes métodos para obtener la porosidad: mediante mediciones directas en laboratorio llevadas a cabo en muestras de roca (muestras de canal o rípios de perforación, muestras de pared, muestras de afloramientos o núcleos) y mediante mediciones indirectas y cálculos a partir de registros de pozo tales como resonancia magnética nuclear, densidad, neutrón y sónico.

De los métodos más comúnmente usados en la industria para la estimación de porosidad a partir de los registros de pozos, está el registro de densidad, bien sea solo o combinado con el registro de neutrones, por tal motivo la densidad de la matriz de la roca juega un rol fundamental en el cálculo de porosidad a partir del registro densidad.

Como práctica común en la estimación de la porosidad con el registro de densidad, se tiene el uso de una densidad de matriz fija, por ejemplo 2,65 g/cc en yacimientos siliciclásticos, la cual pudiera realmente variar en función de la composición mineralógica de las rocas que conformen este tipo de yacimientos.

Se identificó la necesidad de generar una curva de densidad de matriz variable que considere los cambios mineralógicos del yacimiento y reduzca la incertidumbre en la porosidad. Para ello, se propone emplear la descripción litológica detallada obtenida de las muestras de canal, informa-

ción que usualmente está disponible en la mayoría de los pozos.

Adicionalmente, para el caso específico de yacimientos no convencionales (YNC), se sugiere incorporar el volumen de kerógeno. Este se estima a partir de las mediciones del contenido de COT, realizadas también sobre las muestras de canal, para refinar el cálculo de la densidad de matriz variable.

Este estudio se desarrolla en dos fases principales. La primera se enfoca en construir una curva de densidad de matriz variable. Esto se logra ponderando las densidades según los porcentajes de la descripción litológica y el contenido de COT medido en las muestras de canal.

La segunda fase compara los resultados de porosidad. Se contrasta la porosidad obtenida con nuestra curva propuesta frente a la calculada con una densidad de matriz fija y otra variable (de un modelo multimineral). Finalmente, se analiza cómo estas diferencias afectan los cálculos de saturación de agua y reservas.

Los yacimientos en estudio pertenecen a la cuenca de Delaware, subcuenca occidental de la cuenca Pérmica, siendo una de las zonas de perforación más activas en la actualidad en los EE. UU. (Mire y Moomaw, 2017).

La cuenca se caracteriza por una mezcla de rocas heterogéneas compuestas de lutitas, formaciones siliciclásticas, limolitas ricas en compuestos orgánicos y carbonatos (Nester et al., 2014).

Se usó para el estudio un pozo, denominado 'Pozo Clave-1', el cual estratigráficamente se ha subdividido convenientemente en tres zonas (A, B y C), las cuales representan características tanto de yacimientos convencionales en areniscas y calizas, como yacimientos no convencionales en lutitas hidrocarbúferas.

La zona A consiste litológicamente en sedimentos clásticos de grano fino y lechos de arenisca más delgados en la parte central, fue interrumpida por numerosas cuñas de carbonato en los bordes de la cuenca, que se extienden como delgadas calizas hacia el centro (Hills, 1984).

La zona B, se caracteriza por la acumulación de calizas detríticas en ambientes de aguas profundas. Al final de este período, la entrada de siliciclásticos domina el escenario de deposición.

Finalmente, la zona C es una unidad compleja que consta principalmente de intervalos de carbonatos arcillosos y lutitas ricas en materia orgánica cerca de los bordes de la cuenca, también se encuentran secuencias espesas de sedimentos ricos en materia orgánica que han sido reconocidos como roca generadora y como objetivo para yacimientos no convencionales (Nance, 2007).

Antecedentes

Del Moro, Anantharamu, Vernik, Quaglia y Carrillo (2020). En su artículo "Seismic petrophysics workflow applied to delaware basin" cuyo flujo de trabajo comprende la estimación de la porosidad a partir de la aproximación de la densidad de matriz variable, utilizando la estimación del contenido de COT mediante el cálculo a partir del método de Passey. Esta metodología y procedimientos utilizados les permitió generar dicho modelo petrofísico para mejorar el conocimiento del reservorio en la determinación de las zonas prospectivas.

Panesso, Quaglia, Alzate y Porras (2023). En su investigación "Integrated petrophysical characterization of hydrocarbon shale unconventional reservoirs using a rock typing approach, case study, Vaca Muerta play, Neuquén basin, Argentina" cuyo objeti-

vo es presentar un flujo de trabajo para un índice de tipo de roca a partir de la caracterización petrofísica en yacimientos no convencionales, y de esta manera clasificar los tipos de roca. Para la definición del mismo se consideraron propiedades como el contenido de COT, la porosidad total, la saturación de hidrocarburos y el índice de fragilidad.

Kraim (2008). En su trabajo de investigación "Caracterización petrofísica del yacimiento SBC-1 (Cretáceo) incorporando los datos de análisis de núcleos convencionales y especiales; campos Santa Bárbara y Pirital" concluyen que la curva de porosidad densidad (PHID) es la que mejor ofrece las estimaciones de porosidad total (PHIT). Además de realizar una evaluación petrofísica completa; es de relevancia para esta investigación, ya que hace referencia a los diferentes registros que pueden ser tomados en consideración en el cálculo de porosidad, dentro de los cuales están: registro de densidad, registro de neutrón, registros sísmicos y una combinación entre los registros densidad y neutrón.

Barbato y Quaglia (2023). En su artículo "Porosidad total y efectiva derivadas de los perfiles de densidad y rayos gamma. ¿Cuáles son las insidias y errores más comunes, sus consecuencias y como mitigarlos?"; indican que la porosidad, es un parámetro crítico en la industria petrolera y su determinación ha evolucionado con el tiempo gracias a la incorporación de nuevas herramientas y tecnologías. Es por ello por lo que, en su estudio, los

autores revisaron las bases teóricas de cálculos de porosidad a partir del perfil de densidad utilizando data real, aplicándose diferentes métodos para efectuar los mencionados cálculos; concluyendo que las unidades de porosidad pueden variar de 1 a 5, dependiendo de la selección del conjunto de parámetros involucrados.

Metodología

La presente investigación se cataloga como investigación aplicada, ya que, su objetivo principal, tiene una clara aplicación práctica en la exploración y producción de hidrocarburos, debido a que la porosidad, es una propiedad fundamental para la caracterización de los yacimientos.

La población o universo a estudiar se concibe como el espacio del cual se extraerá la muestra que se utilizó en la investigación. Para los propósitos de esta investigación, la población del campo es de 8 pozos, de los cuales se tomó uno como muestra, que servirá como objeto de estudio.

Es importante destacar que, debido a cuestiones de confidencialidad, Inter-Rock se reserva el derecho de publicar los nombres de las empresas, campos y pozos involucrados en el estudio. Para lograr los objetivos del estudio, fue necesario establecer un flujo de trabajo que se muestra en la figura 1.

1. Clasificación de la data disponible y necesaria para cálculos y algoritmos involucrados en la descripción de muestras de canal y estimaciones

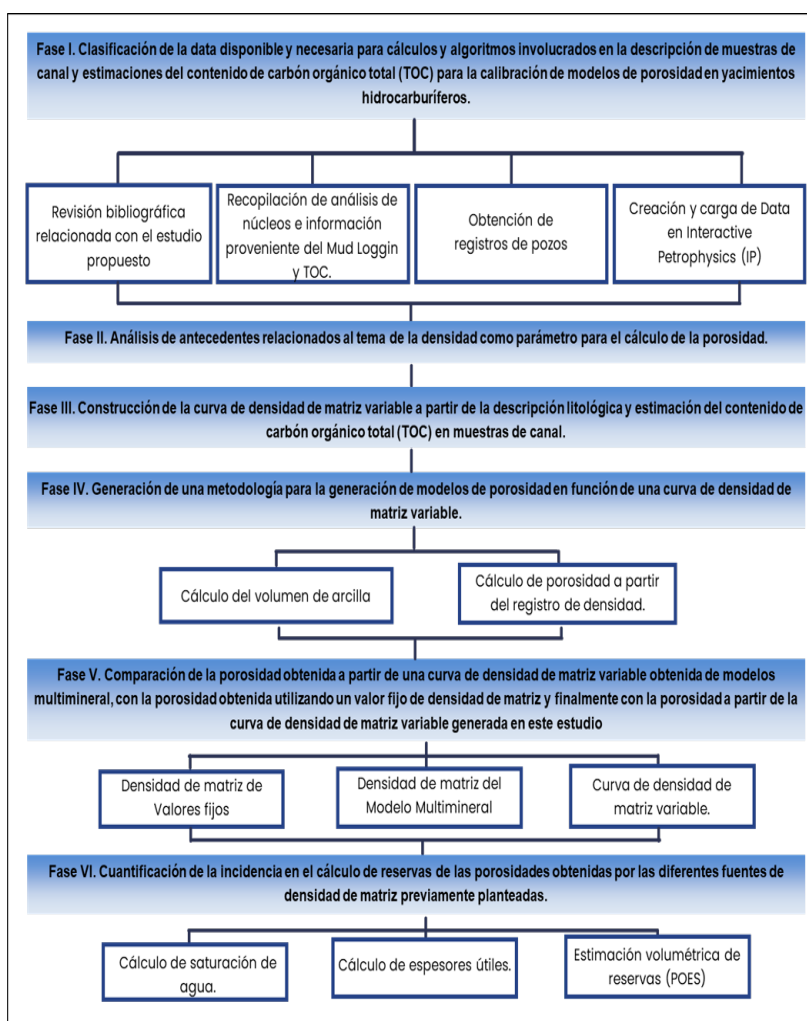


Figura 1. Flujograma de la metodología de trabajo.

del contenido de COT para la calibración de modelos de porosidad en yacimientos hidrocarburíferos. Esta fase incluye la revisión bibliográfica relacionada con el estudio propuesto, la recopilación de los datos para realización del estudio (información de Mudlogging, destacándose la descripción litológica de las muestras de canal, análisis de laboratorio como la determinación del COT y registros de pozos), para la posterior creación del proyecto a partir de la carga de datos en el software Interactive Petrophysics (IP).

2. Análisis de los antecedentes relacionados con el tema de la calibración de modelos de porosidad en función de la naturaleza litológica de la matriz de roca. Se realizó el análisis de antecedentes de estudios previos que abordan la densidad como parámetro fundamental para el cálculo de la porosidad, con la finalidad de identificar las metodologías más precisas, el impacto del COT y la formulación

de recomendaciones para la selección de la metodología más adecuada.

3. Construcción de la curva de densidad de matriz variable a partir de la descripción litológica y estimación del contenido de COT en muestras de canal disponibles. En esta fase se utilizaron los datos de la descripción litológica de las muestras de canal y las mediciones del contenido de COT realizado en dichas muestras, para construir la curva de densidad de matriz variable.

Como paso inicial, se incorporaron los porcentajes de COT a los porcentajes de la descripción litológica, para de esta forma incorporar la materia orgánica a la curva de densidad de matriz.

Por no contar con mediciones de porosidad y densidad de grano en las muestras donde fue medio el COT, no se pudo hacer la conversión de COT a kerógeno, por lo cual se asumió que el kerógeno sería proporcional al COT.

En la tabla I se muestra como ejemplo los porcentajes de la descripción litológica y del COT, destacándose que la sumatoria totaliza el 100 %, luego de haberse realizado la distribución proporcional de los porcentajes de litología y el COT/kerógeno, según la ecuación 1.

$$\text{Roca/Compuesto}_{\text{final}} = \frac{\% \text{ Roca/Compuesto inicial}}{\text{Total de la Sumatoria}} * 100 \quad (1)$$

Donde: Roca/Compuestofinal es la proporción ajustada para cada una de las rocas/compuestos, % Roca/Compuesto inicial son los porcentajes provenientes de la descripción litológica y del contenido de COT y Total de la Sumatoria, es la suma del porcentaje de cada una de las rocas/compuestos.

Tabla I. Datos parciales de la descripción litológica y COT a partir de muestras de canal.

DEPTH FT	% Roca/Compuesto Inicial					TOTAL SUMATORIA
	ARENISCA wt%	LUTITA wt%	CALIZA wt%	CHERT wt%	TOC wt%	wt%
9262	66.9	19.1	9.6	0.0	4.5	100.00
9262.5	66.8	19.1	9.5	0.0	4.6	100.00
9263	66.8	19.1	9.5	0.0	4.6	100.00
9263.5	66.7	19.1	9.5	0.0	4.7	100.00
9264	66.6	19.0	9.5	0.0	4.8	100.00
9264.5	66.6	19.0	9.5	0.0	4.8	100.00
9265	66.6	19.0	9.5	0.0	4.9	100.00
9265.5	66.6	19.0	9.5	0.0	4.9	100.00
9266	66.5	19.0	9.5	0.0	4.9	100.00
9266.5	66.5	19.0	9.5	0.0	5.0	100.00
9267	66.5	19.0	9.5	0.0	5.0	100.00
9267.5	66.5	19.0	9.5	0.0	5.1	100.00
9268	66.4	19.0	9.5	0.0	5.1	100.00
9268.5	66.4	19.0	9.5	0.0	5.1	100.00
9269	66.5	19.0	9.5	0.0	5.1	100.00

Finalmente, a partir de los datos de Roca/Compuestofinal se calculó la curva de densidad de matriz variable (RHOMAVAR), utilizando la ecuación 2. En la tabla II se presentan, como ejemplo, tanto los datos de Roca/Compuestofinal como la RHOMAVAR.

$$RHOMAVAR = \sum Roca/Compuesto_{final\ 1} * \rho_1 + Roca/Compuesto_{final\ 2} * \rho_2 + Roca/Compuesto_{final\ 3} \tag{2}$$

Donde: RHOMAVAR es la densidad de matriz variable (g/cc), Roca/Compuestofinal 1,2,3... son los porcentajes de cada roca/compuesto resultantes de la ecuación 1, y ρ1,2,3... son la densidad de cada roca/compuesto en g/cc (tabla III).

A continuación, en la figura 2, se presenta para el Pozo Clave-1, en la pista ‘RHOMAVAR’, la curva de densidad de matriz variable generada a partir de la ecuación 2, como se puede observar la variación de la densidad de matriz es función de la variación de la descripción litológica y del contenido de COT como se presenta en la pista ‘DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA’

Tabla II. Ejemplo % Roca/Compuestofinal y RHOMAVAR.

DEPTH FT	% Roca/Compuesto Final					RHOMAVARIABLE
	ARENISCA wt%	LUTITA wt%	CALIZA wt%	CHERT wt%	TOC/KEROGENO wt%	gr/cc
9262	66.9	19.1	9.6	0.0	4.5	2.61
9262.5	66.8	19.1	9.5	0.0	4.6	2.61
9263	66.8	19.1	9.5	0.0	4.6	2.61
9263.5	66.7	19.1	9.5	0.0	4.7	2.61
9264	66.6	19.0	9.5	0.0	4.8	2.61
9264.5	66.6	19.0	9.5	0.0	4.8	2.61
9265	66.6	19.0	9.5	0.0	4.9	2.61
9265.5	66.6	19.0	9.5	0.0	4.9	2.61
9266	66.5	19.0	9.5	0.0	4.9	2.61
9266.5	66.5	19.0	9.5	0.0	5.0	2.61
9267	66.5	19.0	9.5	0.0	5.0	2.61
9267.5	66.5	19.0	9.5	0.0	5.1	2.61
9268	66.4	19.0	9.5	0.0	5.1	2.61
9268.5	66.4	19.0	9.5	0.0	5.1	2.61
9269	66.5	19.0	9.5	0.0	5.1	2.61

4. Metodología para la generación de modelos de porosidad a partir del uso de una curva de densidad de matriz variable. En esta fase se estimó inicialmente el volumen de arcilla para posteriormente estimar la porosidad total y la efectiva,

Tabla III. Valores de densidad para cada Roca/Compuesto presentes en la formación.

ROCA/COMPUESTO	DENSIDAD gr/cc
CHERT	2.67
CALIZA	2.71
LUTITA	2.75
ARENISCA	2.65
TOC/KEROGENO	1.30

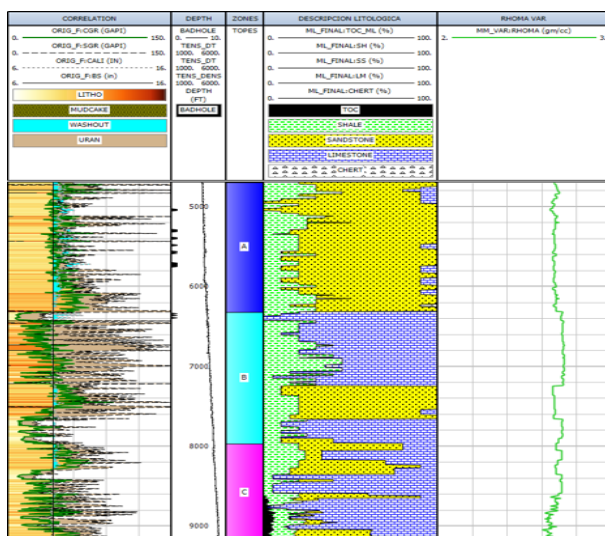


Figura 2. Curva de densidad de matriz variable (RHO-MAVAR) – Pozo Clave-1

esta última corregida en función del volumen de arcilla, como se detalla a continuación.

4.1. Cálculo del volumen de arcilla.

La correcta estimación del volumen de arcilla es una tarea fundamental en el desarrollo del modelo petrofísico, dado que la curva resultante será utilizada posteriormente para corregir los modelos de porosidad y saturación de agua por efectos del agua ligada a la arcilla (clay bound water).

Es importante destacar que la curva obtenida, VCLAY, representa el volumen de arcilla (mineral - VCLAY) y no el volumen de lutita (roca - Vshale: mezcla de minerales arcillosos, finos no arcillosos y pequeños fragmentos de otros minerales).

La arcillosidad, o volumen de arcilla, se determinó a partir de la curva de Rayos Gamma Corregida – sin efecto del uranio (CGR), proveniente del registro Rayos Gamma Espectral; utilizando el modelo no lineal de Larionov para rocas viejas ‘Larionov Older Rocks’, considerando que las formaciones en estudio son del Pérmico en la era Paleozoica, realizándose el cálculo de VCLAY usando la ecuación 3.

$$VCLAY = 0,333 (2^{2 \cdot IGR} - 1) \quad (3)$$

Siendo VCLAY el volumen de arcilla e IGR el índice de arcillosidad a partir del perfil rayos gamma, expresado por la ecuación 4:

$$IGR = \frac{GR_{leído} - GR_{clean}}{GR_{shale} - GR_{clean}} \quad (4)$$

Donde, GRleído es el valor del perfil rayos gamma leído en el registro (API), GRclean es el valor de la línea limpia (no arcillosa) a partir del perfil rayos gamma (API) y GRshale es el valor de la línea de lutita (arcillosa) a partir del perfil rayos gamma (API).

Es importante destacar el uso de la curva CGR (sin efecto del uranio), para el cálculo del volumen de arcilla, sobre todo en la zona C, la cual es rica en kerógeno y por lo general está asociado a la presencia de uranio, que aumenta las lecturas del registro rayos gamma.

En la figura 3 se presenta el gráfico donde se observa la corrección no lineal (modelo ‘Larionov Older Rocks’), en línea azul discontinua, para obtener el volumen de arcilla a partir del IGR.

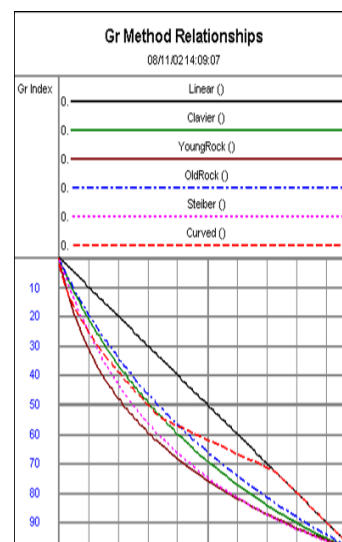


Figura 3. Modelos Volumen de Arcilla vs. Índice de Gamma Ray.

Fuente: (Lloyd's Register Digital Products Limited, 2021)

En la figura 4 se presenta para el Pozo Clave-1, la estimación del volumen de arcilla para las 3 zonas del pozo, en la pista ‘Gamma Ray’ se observa la curva CGR, y en la pista ‘Vclay’s’ el volumen de arcilla calculado a partir de la ecuación 3.

4.2. Cálculo de porosidad a partir del registro densidad.

Como parte fundamental de los objetivos de este estudio, está la estimación

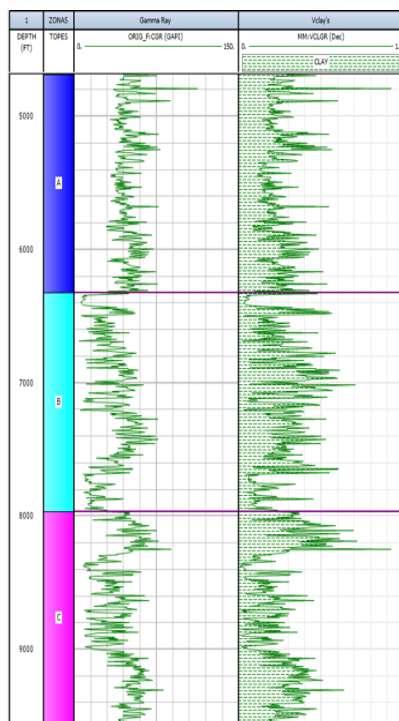


Figura 4. Cálculo del volumen de arcilla a partir del registro GR – Pozo Clave-1.

de las porosidades total (PHIT) y efectiva (PHIE), utilizando la curva de densidad de matriz variable generada en este proyecto y comparándola con las porosidades obtenidas usando una densidad de matriz fija y usando una densidad de matriz variable producto de la aplicación de un modelo multimineral.

Para la estimación de la porosidad a partir del registro densidad se emplearon las siguientes ecuaciones:

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b - V_{clay}(\rho_{ma} - \rho_{wetclay})}{\rho_{ma} - \rho_{fl} * S_{xo} - \rho_{HyAp} * (1 - S_{xo})} \quad (5)$$

$$\rho_{HyAp} = 2 * \rho_{hden} \frac{10 - 2,5 * \rho_{hden}}{16 - 2,5 * \rho_{hden}} \quad (6)$$

Donde ϕ_D es la porosidad del densidad, ρ_{ma} es la densidad de la matriz, ρ_b es la densidad leída del registro, $\rho_{wetclay}$ es la densidad de la arcilla húmeda,

ρ_{fl} es la densidad del filtrado de lodo, ρ_{hden} es la densidad del hidrocarburo conocida, ρ_{HyAp} es la densidad de hidrocarburo aparente, V_{clay} es el volumen de arcilla húmeda (VWCL) y S_{xo} es la saturación de agua en la zona lavada.

La porosidad efectiva se estimaría a partir de la siguiente ecuación:

$$\phi_e = \phi_T - V_{clay} * \phi_{tclay} \quad (7)$$

Donde ϕ_e es la porosidad efectiva, ϕ_T es la porosidad total a partir del perfil densidad según la ecuación 5, V_{clay} es el volumen de arcilla húmeda y ϕ_{tclay} es la porosidad total de la arcilla (8-10 % en promedio para este estudio).

5. Comparación de la porosidad obtenida a partir de la curva de densidad de matriz variable propuesta en este estudio con aquellas obtenidas de modelos multimineral, a partir de registros de pozos, y utilizando un valor fijo de densidad de matriz, práctica “común” en la evaluación petrofísica. En esta fase se va a comparar los resultados de la porosidad a partir del uso de la curva de densidad de matriz variable generada en este estudio, con dos fuentes de densidad de matriz comúnmente usadas en la industria.

En la tabla IV se presentan los tres modelos, definidos en función de la fuente a partir de la cual se obtuvo la densidad de matriz, así como la nomenclatura usada en lo sucesivo para identificar cada modelo.

Tabla IV. Nomenclatura usada para cada modelo en función de la fuente de densidad de matriz usada para el cálculo de porosidad.

MODELO (FUENTE DENSIDAD DE MATRIZ)	NOMENCLATURA MODELO
CURVA DE DENSIDAD DE MATRIZ VARIABLE (ESTUDIO)	MM_VAR
DENSIDAD DE MATRIZ CON VALORES FIJOS	MM_FIJO
DENSIDAD DE MATRIZ DE MODELO MULTIMINERAL	MM

5.1. Curva de densidad de matriz variable

Este modelo es representado por la curva de densidad de matriz variable generada a partir de este estudio, mostrado en la figura 2, utilizando la ecuación 2, de acuerdo con lo desarrollado en el numeral 3.

Es importante resaltar, que debido a la variedad de arcillas y por ende la amplia gama de sus densidades, para este estudio fue utilizado un valor de densidad de lutita de 2,75 g/cc (como se presentó en la tabla III), el cual se estimó a partir del gráfico torio – potasio del registro rayos gamma espectral (figura 5), donde se evidenció el predominio de las arcillas de alta densidad como la Illita y Clorita, las cuales tienen valores de densidad en el rango de 2,71-2,78 g/cc, dichos valores fueron promediados para considerar el dato usado.

5.2. Densidad de matriz con valores fijos

El modelo de densidad de matriz con valores fijos es quizás, el más utilizado en evaluaciones petrofísicas para el cálculo de porosidad utilizando el registro de densidad, considerándose el valor de la densidad del mineral predo-

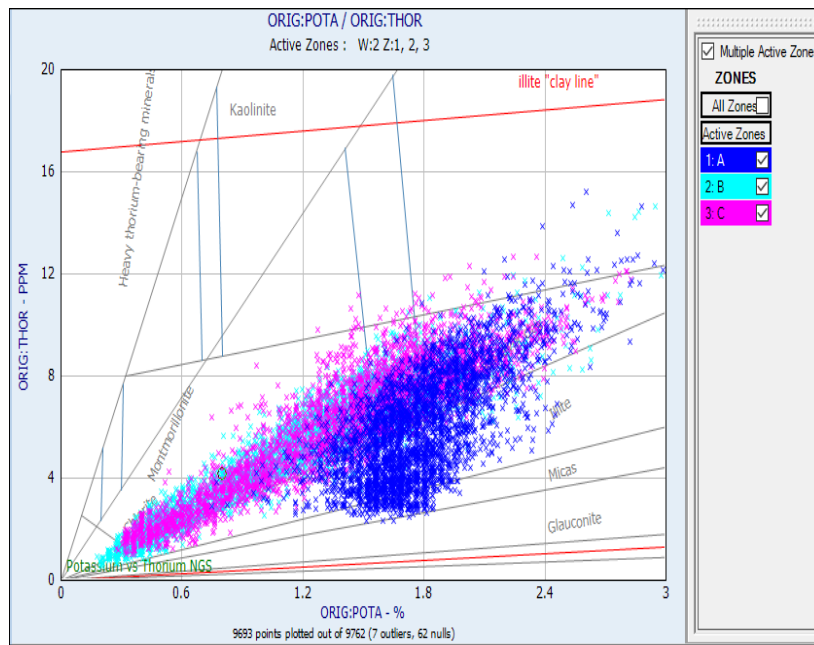


Figura 5. Gráfico Torio – Potasio – Identificación Tipos de Arcilla.

minante como la densidad de matriz a utilizar para la formación o intervalo a evaluar.

En la tabla V se presentan los valores de densidad de matriz fijos usados para el cálculo de porosidad en las zonas A, B y C.

Tabla V. Densidad de matriz por zona – Valores fijos.

ZONAS	DENSIDAD DE MATRIZ (g/cc)
A	2.65
B	2.71
C	2.71

5.3. Densidad de matriz del modelo multimineral

Con el propósito de cuantificar los principales minerales que conforman la matriz limpia de las zonas en estudio, se utilizó un modelo multimineral determinístico comercial, incluido en el software 'Interactive Petrophysics – IP' que se explicará a continuación, el cual se basa en los perfiles de densidad (RHOB), neutrón (NPHI) y factor fotoeléctrico (PEFZ), y que a su vez se calibró con la descripción litológica de las muestras de canal.

Adicional a lo anterior, a partir de los volúmenes de minerales estimados de este modelo, se determinó de forma más pre-

cisa la densidad de matriz (ρ_{ma}), parámetro indispensable para el cálculo de porosidad a partir del registro densidad según la ecuación 5.

El modelo multimineral desarrollado en este estudio aportó los volúmenes de cuarzo y carbonatos (calcita y dolomita), mientras que el volumen de arcilla proviene del cálculo a partir del perfil de rayos gamma según la ecuación 3, el volumen de COT (kerógeno) a partir del método de superposición de Passey (Passey et al., 1990) y aplicando el factor de conversión para llevar de COT (wt%) a volumen de kerógeno (2,8 v/v / wt% para este estudio) y el

volumen de minerales pesados a partir de la relación empírica de Jiang, que se obtiene de multiplicar el COT (wt%) por 0,357 (Jiang et al., 2017).

Modelo multimineral a partir de UmatrixApp y RhomatrixApp

A partir de las curvas de factor fotoeléctrico y densidad se calculan los valores de la sección transversal fotoeléctrica (U):

$$U = PEF(\rho_b + 0,1883)0,93423 \quad (8)$$

$$U_{clay} = PEF_{clay}(\rho_{wetclay} + 0,1883)0,93423 \quad (9)$$

$$U_{water} = 0,00481 \text{ Salinity} + 0,3883 \quad (10)$$

$$U_{hyd} = 0,119 \rho_{hden} \quad (\text{para gas}) \quad (11)$$

$$U_{hyd} = 0,133 \rho_{hden} \quad (\text{para petróleo}) \quad (12)$$

Luego UmatrixApp se determina a partir de:

$$U_{matrixApp} = \frac{U - V_{clay} U_{clay} - \phi_{ND} (U_{water} S_{XO} + U_{hyd} (1 - S_{XO}))}{1 - \phi_{ND} - V_{clay}} \quad (13)$$

Donde UmatrixApp es la sección transversal fotoeléctrica de matriz aparente, U es la sección transversal fotoeléctrica, Uclay es la sección transversal fotoeléctrica para la arcilla, Uwater es la sección transversal fotoeléctrica para el agua, Uhyd es la sec-

ción transversal fotoeléctrica para el hidrocarburo, PEF es la curva de factor fotoeléctrico, ρ_b es la densidad de la formación, V_{clay} es el volumen de arcilla, PEF_{clay} es el valor del factor fotoeléctrico para la arcilla, $\rho_{wetclay}$ es la densidad de la arcilla húmeda, Salinity es la salinidad del agua de formación en partes por millón equivalentes de cloruro de sodio, ρ_{hdn} es la densidad del hidrocarburo, ϕ_{ND} es la porosidad densidad – neutrón y S_{xo} es la saturación de agua en la zona lavada.

Para calcular ϕ_{ND} para un modelo multimineral (cuarzo/caliza/dolomía) con matriz de densidad variable, se calcula la porosidad para cada litología a partir de los perfiles densidad y neutrón basándose en la densidad de la matriz (ρ_{ma}) se seleccionan dos litologías (arenisca/caliza para $\rho_{ma} < 2,71$ g/cc o caliza/dolomía para $\rho_{ma} > 2,71$ g/cc) y se calculan 4 porosidades utilizando los valores de matriz para las dos litologías, tanto con el perfil densidad como con el perfil neutrón para finalmente calcular la porosidad combinada densidad – neutrón como sigue:

$$\phi_{ND} = \phi_{D1} + \frac{\phi_{N1} - \phi_{D1}}{1 - \frac{(\phi_{N1} - \phi_{N2})}{(\phi_{D1} - \phi_{D2})}} \quad (14)$$

Donde ϕ_{ND} es la porosidad combinada densidad – neutrón, ϕ_{N1} y ϕ_{N2} son las porosidades neutrón para las litologías 1 y 2, ϕ_{D1} y ϕ_{D2} son las porosidades del registro densidad para las litologías 1 y 2. Si en la ecuación de porosidad del registro densidad (ecuación 15) se sustituye la ϕ_D con la ϕ_{ND} obtenida de la

ecuación 14 y se despeja ρ_{ma} , se obtendría el valor de RhomatrixApp.

$$\phi_D = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b - V_{clay}(\rho_{ma} - \rho_{wetclay}))}{(\rho_{ma} - \rho_{fl}S_{xo} - \rho_{HyAp}(1 - S_{xo}))} \quad (15)$$

Donde ϕ_D es la porosidad total del perfil densidad que en este caso será sustituida por ϕ_{ND} , ρ_{ma} es la densidad de la matriz que en este caso se despejara como RhomatrixApp, ρ_b es la densidad leída del registro, V_{clay} es el volumen de arcilla húmeda, $\rho_{wetclay}$ es la densidad de la arcilla húmeda, ρ_{fl} es la densidad del filtrado de lodo, ρ_{HyAp} es la densidad del hidrocarburo aparente (ecuación 6) y S_{xo} es la saturación de agua en la zona lavada.

Las curvas Uma-trixApp y RhomatrixApp se corrigieron en función de los volúmenes de kerógeno (V_{ker}) y minerales pesados ($V_{olHvyMin}$), considerando además los valores de densidad del kerógeno (ρ_{ker}) y de los minerales pesados (ρ_{hvy}), así como los valores para la porosidad neutrón en el kerógeno (Neuker) y en los minerales pesados (NeuHvy).

Para el caso de tres minerales, se resuelven las siguientes ecuaciones para obtener los volúmenes de cada mineral:

$$\rho_{matrixApp} = \rho_1 V_1 + \rho_2 V_2 + \rho_3 V_3 \quad (16)$$

$$U_{matrixApp} = U_1 V_1 + U_2 V_2 + U_3 V_3 \quad (17)$$

$$1 = V_1 + V_2 + V_3 \quad (18)$$

Donde UmatrixApp y RhomatrixApp son la sección transversal fotoeléctrica de matriz aparente y la densidad de matriz aparente respectivamente, ambas

corregidas en función del contenido de materia orgánica y minerales pesados, ρ_1 , ρ_2 y ρ_3 son las densidades de matriz de los minerales considerados (puntos finales ρ_{ma} en el diagrama ternario cuarzo/calcita/dolomita mostrado en la figura 6, U_1 , U_2 y U_3 son los valores de sección transversal fotoeléctrica de matriz de los minerales considerados (puntos finales U_{ma} en el diagrama ternario cuarzo/calcita/dolomita mostrado en la figura 6, y V_1 , V_2 y V_3 son los volúmenes de minerales secos resultantes.

Luego, la densidad de matriz (ρ_{ma}) para el cálculo de porosidad con el perfil densidad según la ecuación 5, se realizó a partir de la ecuación 19, lo cual es más representativo de las variaciones mineralógicas de la matriz que utilizar un valor fijo para ρ_{ma} .

$$\rho_{ma} = \rho_{true1} V_1 + \rho_{true2} V_2 + \rho_{true3} V_3 \quad (19)$$

Donde ρ_{ma} es la densidad de matriz (variable), ρ_{true1} , ρ_{true2} y ρ_{true3} son las densidades verdaderas de los minerales (cuarzo 2,65 g/cc, calcita 2,71 g/cc y dolomita 2,85 gr/cc) y V_1 , V_2 y V_3 son los volúmenes de minerales secos resultantes.

En la figura 7, se presenta para el Pozo Clave-1, en la pista 'RHOMA VAR', las tres curvas de densidad de matriz usadas para la estimación de la porosidad y posterior comparación, en color rojo la densidad de matriz con valores fijos de acuerdo con la litología predominante (tabla V), en color azul la curva de densidad de matriz producto de la aplicación del mode-

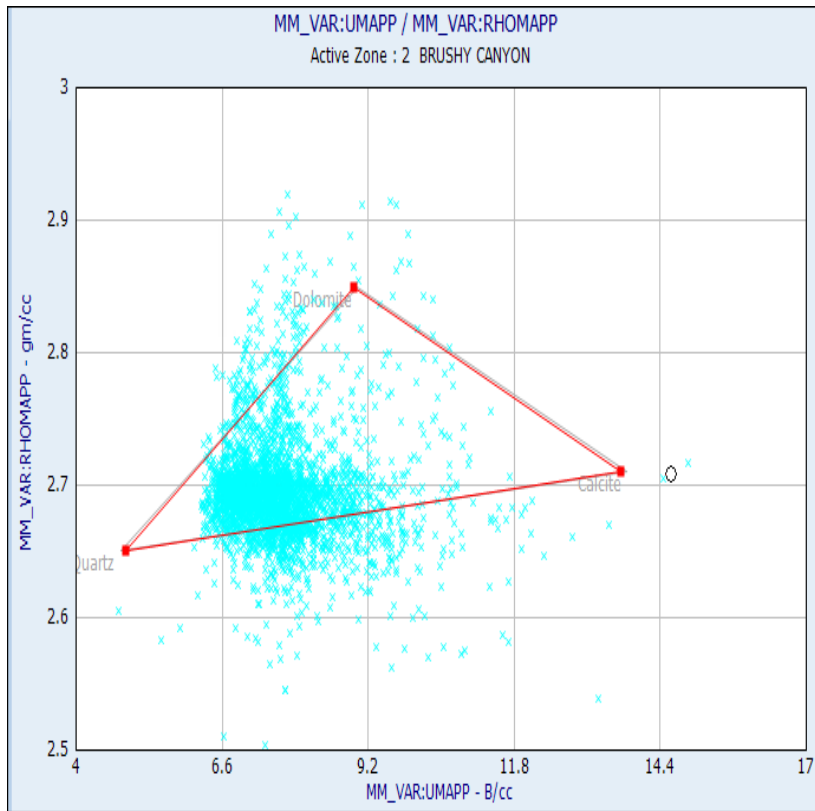


Figura 6. Diagrama ternario cuarzo/calcita/dolomita a partir del gráfico cruzado UmatrixApp y RhomatrixApp.

Como se puede observar, la variación de la densidad de matriz, tanto de la curva proveniente del modelo multimineral como de la curva de densidad de matriz variable generada en este estudio, responden a los cambios en la descripción litológica y al contenido de COT presentado en la pista 'DESCRIPCIÓN LITOLOGICA'

A continuación, en la figura 8 se presenta en el registro los cálculos de PHIT y PHIE usando las tres fuentes de densidad de matriz previamente explicadas. En las pistas 'POROSIDAD DENSIDAD DE MATRIZ FIJA', 'POROSIDAD DENSIDAD DE MATRIZ MODELO MULTIMINERAL' y 'POROSIDAD DENSIDAD DE MATRIZ VARIABLE' se presentan ambas porosidades.

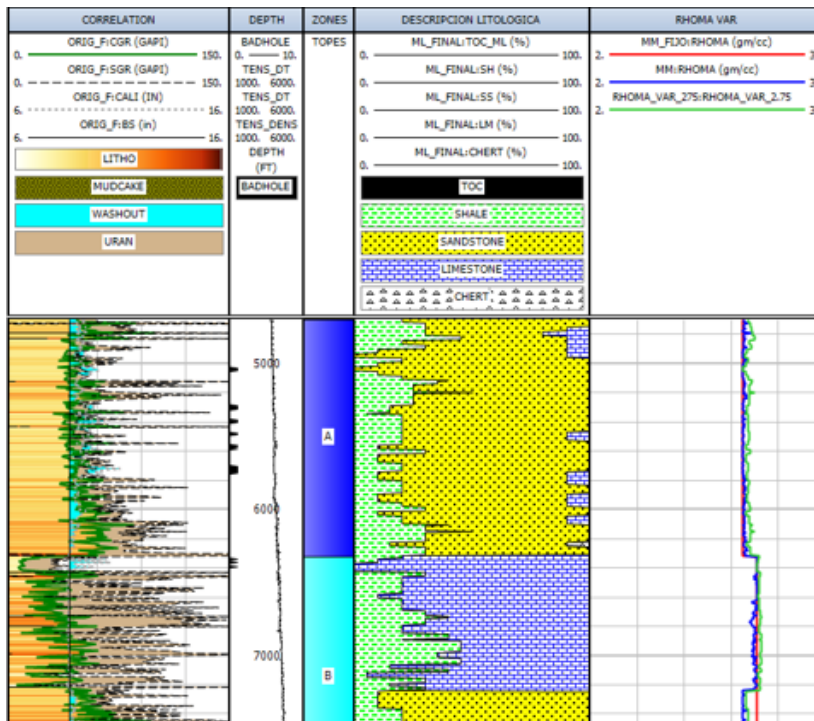


Figura 7. Curvas de densidad de matriz usadas para la estimación de la porosidad – Pozo Clave-1.

Adicionalmente en las pistas 'Descripción Litológica' y 'Evaluación MM (multimineral)', se presentan la litología a partir de la descripción de las muestras de canal y la litología a partir del modelo multimineral, respectivamente, ambas litologías siendo el 'input' para la estimación de las curvas de densidad de matriz variable y densidad de matriz del modelo multimineral.

En líneas generales, en el registro no se pueden percibir claramente las diferencias en las porosidades obtenidas de cada una de las fuentes de densidad de matriz, por lo cual a continuación se presentarán histogramas y tablas comparativas que permitan entender y cuantificar las diferencias.

lo multimineral (ecuación 19), y en verde la densidad de matriz variable generada a partir de la ecuación 2.

En la figura 9, se presentan histogramas de densidad de matriz y porosidad efectiva, comparando las tres fuentes

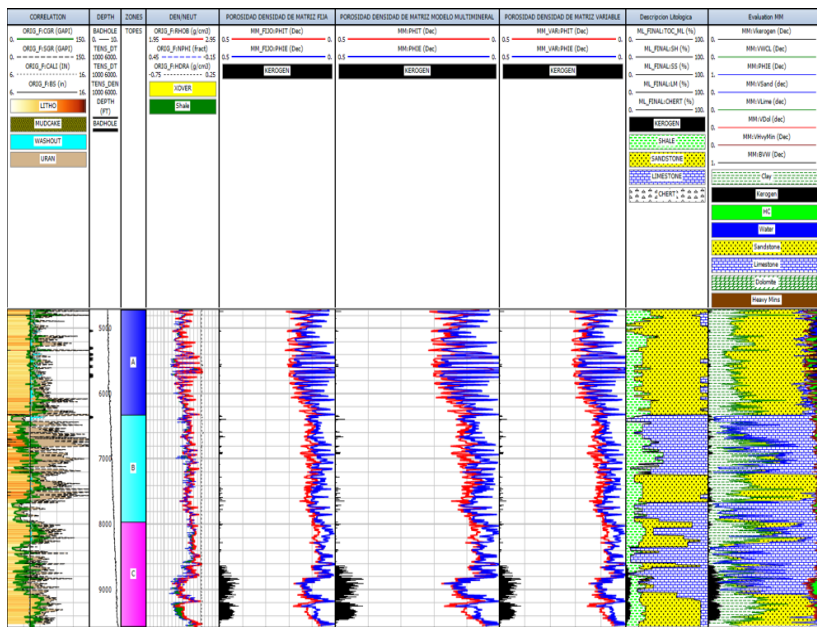


Figura 8. Comparación PHIT y PHIE usando las tres fuentes de densidad de matriz – Zonas A, B y C - Pozo Clave-1.

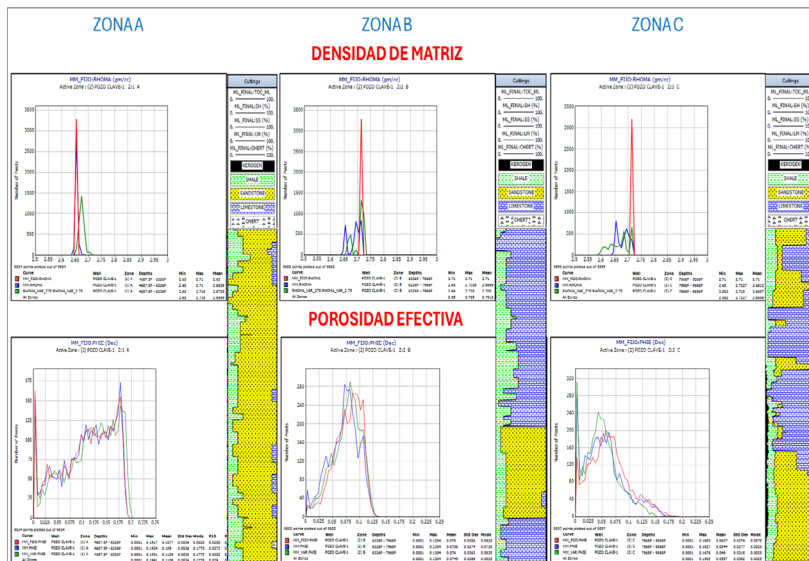


Figura 9. Histogramas RHOMA y PHIE comparando las tres fuentes de densidad de matriz – Zonas A, B y C - Pozo Clave-1.

usadas para la densidad de matriz.

Para la zona A donde predomina la arenisca, de acuerdo con la descripción litológica, se observa que la densidad de matriz fija (curva roja), promedia 2,65 g/cc, mientras que las densidades de matriz variable generada en este estudio (curva verde) y la del modelo multimineral (curva azul), son ligeramente mayores a

2,65 g/cc debido a que se está considerando la presencia de arcilla y ligeras cantidades de caliza, en cuanto a las porosidades, que son función de la densidad de matriz, se observa que la que proviene de la densidad de matriz variable generada en este estudio (curva verde) es ligeramente mayor que las obtenidas a partir de las densidades de matriz fija y la del modelo multimineral puesto que

está considerando la presencia de arcilla y algo de caliza.

Para las zonas B y C, donde predominan la alternancia de calizas y areniscas y donde la densidad de matriz fija se definió como 2,71 g/cc, se observa que tanto la densidad de matriz variable generada en este estudio como la densidad de matriz del modelo multimineral son menores a 2,71 g/cc, lo cual se debe a la presencia de las intercalaciones de arenisca y a la presencia de la materia orgánica (COT), que en la zona C es mayor, haciendo que las densidades de matriz representadas por las curvas azul y verde, para esta zona, se muevan a valores más bajos, lo anterior se ve reflejado en las porosidades, observándose que la porosidad a partir de la densidad de matriz fija presenta valores ligeramente mayores que la de las otras dos fuentes que consideran el contenido de materia orgánica.

Es importante destacar que en la zona C, donde existe el mayor contenido de COT, la curva de densidad de matriz propuesta en este estudio (curva verde), honra la caída en densidad asociada a la presencia de la materia orgánica.

Por último, en la tabla VI, se presentan promedios aritméticos de PHIE por zona, comparándose las porosidades obtenidas para cada una de las fuentes de densidad de matriz usada.

6. Cuantificación de la incidencia en el cálculo de reservas de las porosidades obtenidas al usar

Tabla VI. Promedios aritméticos PHIE a partir de las tres fuentes de densidad de matriz – Zonas A, B y C - Pozo Clave-1.

ZONAS	PROPIEDADES	VALORES FIJOS DE DENSIDAD (MM_FUJO)	MODELO MULTIMINERAL (MM)	DENSIDAD VARIABLE (MM_VAR)
ZONA A	POROSIDAD (PHIE)	0.108	0.109	0.116
ZONA B	POROSIDAD (PHIE)	0.078	0.071	0.076
ZONA C	POROSIDAD (PHIE)	0.064	0.054	0.049

las diferentes fuentes de densidad de matriz previamente planteadas. En esta fase se va a medir el efecto que tiene el uso de la porosidad calculada a partir de las tres fuentes de densidad de matriz, en la saturación de agua, espesores útiles y por ende en las reservas.

6.1. Cálculo de saturación de agua

Para el cálculo de la saturación de agua, a partir de la resistividad, se utilizó la ecuación de Archie la cual se presentan a continuación:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a * R_w}{\phi_e^m * R_t}} \quad (20)$$

Donde S_w es la saturación de agua, R_w es la resistividad del agua de formación, ϕ_e es la porosidad efectiva, obtenida a partir de la ecuación 7 utilizando las tres fuentes de densidad de matriz, R_t es la resistividad verdadera de la formación, tomándose la curva de resistividad profunda RLA5 de la herramienta HRLT (High-Resolution Laterolog Tool) como una buena aproximación, n es el exponente de saturación, a es el factor de tortuosidad y m es el exponente de cementación, estos tres últimos correspondientes a las propiedades eléctricas de la roca.

Para el estudio no se contó con mediciones de propiedades eléctricas obtenidas en pruebas de laboratorio a partir de los ensayos de factor de formación e índice de resistividad, por lo cual el factor de tortuosidad (a) se definió como 1, el exponente de saturación (n) como 2 y el exponente de cementación (m) como 2.

Con respecto a la resistividad del agua de formación (R_w), no se contó tampoco con análisis físico-químicos de agua de formación que permitieran conocer la salinidad y definir un valor de R_w , para lo cual se tomó como referencia la información de salinidades

del estudio petrofísico de Del Moro et al, (2020), donde para las zonas A y B usaron una salinidad del agua de formación de 80.000 ppm NaCl y para la zona C una salinidad del agua de formación de 190.000 ppm NaCl.

En la figura 10, se muestra el registro con las curvas de S_w calculadas usando las tres fuentes de densidad de matriz usadas. En las pistas 'SW DENSIDAD DE MATRIZ FIJA', 'SW DENSIDAD DE MATRIZ MODELO MULTIMINERAL' y 'SW DENSIDAD DE MATRIZ VARIABLE' se presentan las curvas de S_w .

Adicionalmente, en la pista 'RESISTIVITY' se presentan las curvas resistivas y en la pista 'Descripción Litológica', la litología a partir de la descripción de las muestras de canal. En la tabla VII, se presentan promedios aritméticos de S_w por zona, comparándose las saturaciones de agua obtenidas para cada una de las fuentes de densidad de matriz usada.

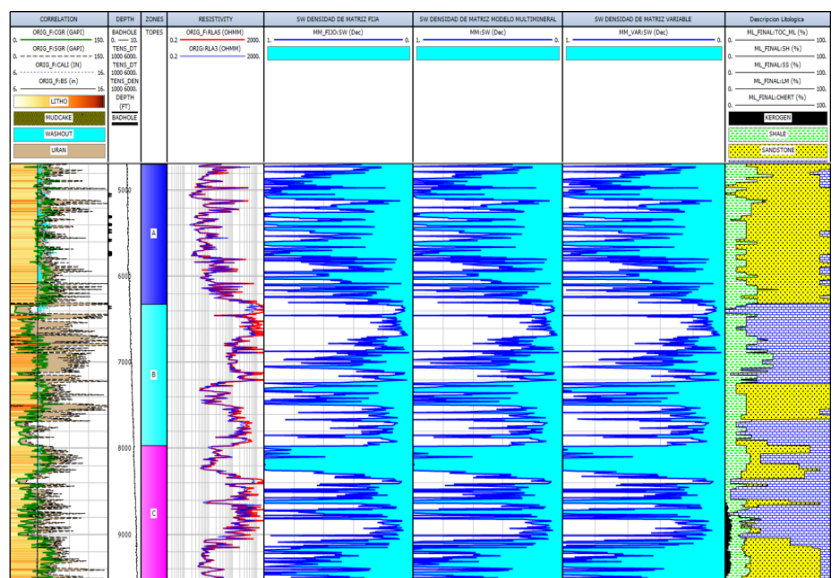


Figura 10. Comparación SW usando las tres fuentes de densidad de matriz – Zonas A, B y C - Pozo.

Tabla VII. Promedios aritméticos Sw a partir de las tres fuentes de densidad de matriz – Zonas A, B y C - Pozo Clave-1.

ZONAS	PROPIEDADES	VALORES FIJOS DE DENSIDAD (MM_FUO)	MODELO MULTIMINERAL (MM)	DENSIDAD VARIABLE (MM_VAR)
ZONA A	SATURACION DE AGUA (SW)	0.670	0.664	0.639
ZONA B	SATURACION DE AGUA (SW)	0.342	0.381	0.354
ZONA C	SATURACION DE AGUA (SW)	0.586	0.638	0.665

6.2. Cálculo de espesores útiles

En evaluaciones petrofísicas, los parámetros de corte son sumamente importantes para definir los espesores útiles en áreas de interés, considerando que el cálculo volumétrico de reservas (POES) es comúnmente hecho a partir de estos espesores.

Los parámetros de corte, arcillosidad, porosidad y saturación de agua fueron obtenidos del estudio petrofísico realizado por Del Moro et al, (2020), los cuales se muestran en la tabla VIII.

Tabla VIII. Parámetros de Corte.

ZONAS	NET RESERVOIR		
	NET PAY		
	VCLAY <= (%)	PHI >= (%)	SW <= (%)
A	55	5	50
B	55	5	50
C	55	5	50

En la figura 11 se muestra el registro con las curvas de espesor neto de reservorio (ResFlag) y espesor neto hidrocarburífero (PayFlag) estimadas a partir de las tres fuentes de densidad de matriz planteadas y usando los parámetros de corte mostrados en la tabla VIII.

En las pistas ‘Summation - DENSIDAD DE MATRIZ FIJA’, ‘Summation - DENSIDAD DE MATRIZ

MODELO MULTIMINERAL’ y ‘Summation - DENSIDAD DE MATRIZ VARIABLE’ se presentan las curvas de ResFlag y PayFlag.

Adicionalmente, en la pista ‘RESISTIVITY’ se presentan las curvas resistivas y en la pista ‘Descripción Litológica’, la litología a partir de la descripción de las muestras de canal.

En la tabla IX, se presentan el espesor neto de reservorio (ResFlag) y espesor neto hidrocarburífero (PayFlag) por zona, comparándose dichos espesores para cada una de las fuentes de densidad de matriz usada.

A continuación, se muestra el registro petrofísico integrado donde se puede resumir buena parte de la metodología propuesta en este estudio y los resultados obtenidos. En la figura 12 se presenta el registro petrofísico integrado para el Pozo Clave-1.

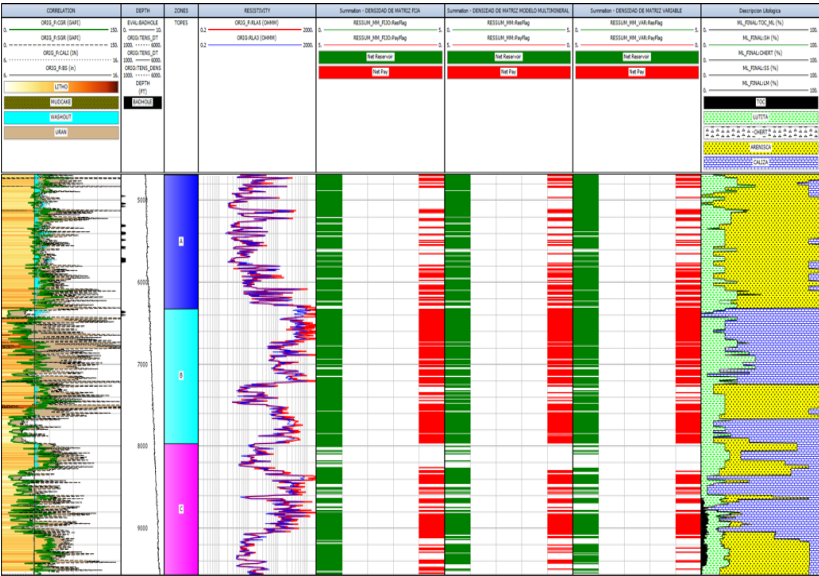


Figura 11. Comparación ResFlag y PayFlag usando las tres fuentes de densidad de matriz – Zonas A, B y C - Pozo Clave-1.

Tabla IX. Espesor neto de reservorio (ResFlag) y espesor neto hidrocarburífero (PayFlag) a partir de las tres fuentes de densidad de matriz – Zonas A, B y C - Pozo Clave-1.

ZONAS	PROPIEDADES	VALORES FIJOS DE DENSIDAD (MM_FUO)	MODELO MULTIMINERAL (MM)	DENSIDAD VARIABLE (MM_VAR)
ZONA A	ESPOSOR NETO DE RESERVOIRIO (ResFlag)	1325.00	1336.50	1380.00
	ESPOSOR NETO HIDROCARBURIFERO (PayFlag)	474.25	487.25	537.75
ZONA B	ESPOSOR NETO DE RESERVOIRIO (ResFlag)	1366.00	1231.50	1300.00
	ESPOSOR NETO HIDROCARBURIFERO (PayFlag)	1167.50	1085.50	1154.50
ZONA C	ESPOSOR NETO DE RESERVOIRIO (ResFlag)	990.25	800.75	717.27
	ESPOSOR NETO HIDROCARBURIFERO (PayFlag)	629.75	530.25	483.75

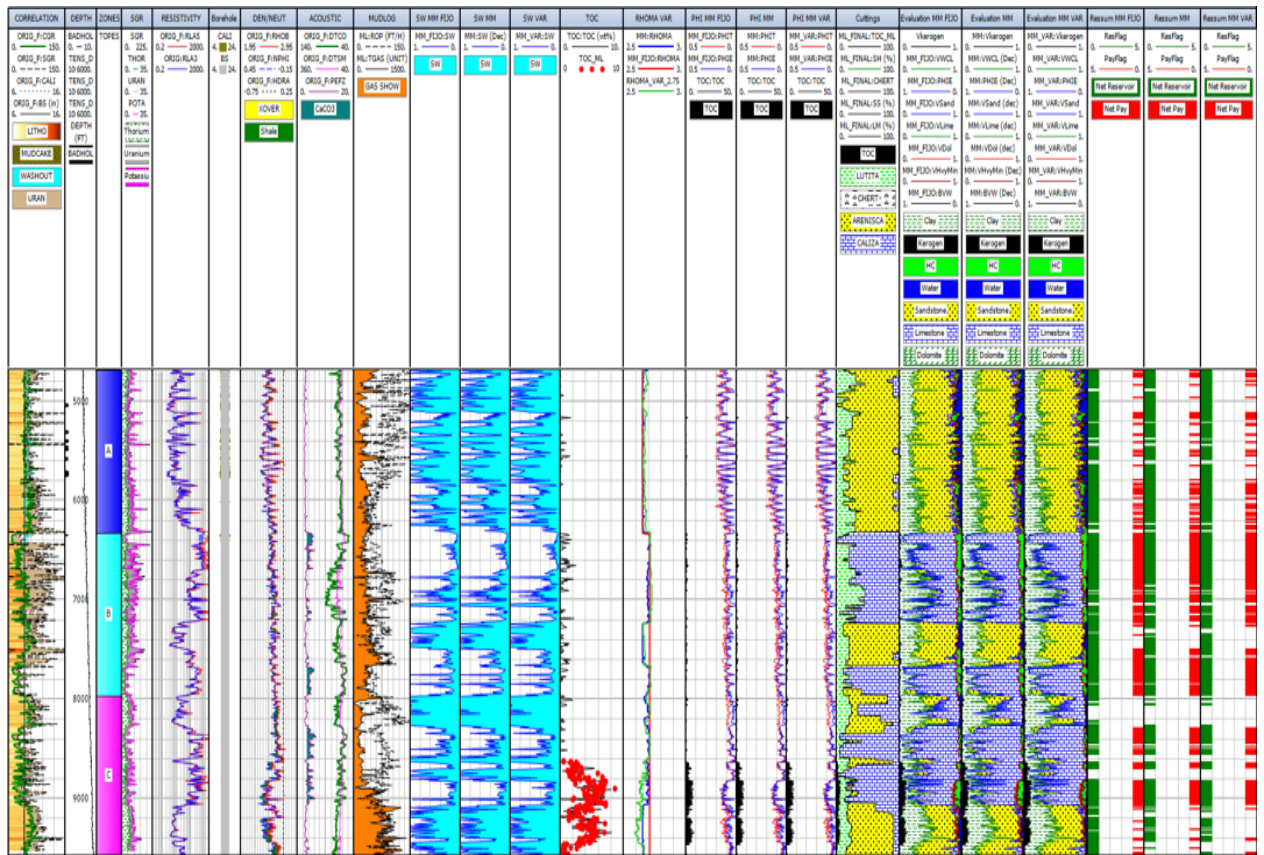


Figura 12. Registro petrofísico integrado – Zonas A, B y C - Pozo Clave-1.

6.3. Estimación volumétrica de reservas (POES)

A partir de la estimación del POES, se medirá finalmente la incidencia del uso de las tres fuentes de densidad de matriz en el cálculo de la porosidad, considerando que tanto la saturación de agua como los espesores útiles influyen en el cálculo del POES y ambos dependen de la porosidad.

Para el cálculo del POES se utilizó la ecuación (21).

$$POES = \frac{7.758 \times A \times h \times \phi(1 - S_w)}{B_{oi}} \quad (21)$$

Donde POES es el petróleo original en sitio (BN), A es el área del yacimiento (acre), h es el espesor (ft), ϕ es la porosidad (en fracción), S_w es la saturación de agua (expresada en fracción) y B_{oi} es el factor volumétrico del petróleo (BY/BN).

Es importante aclarar que, para este estudio, se consideró un volumen de 1 acre-ft por no conocerse el área del yacimiento ($A=1$ y $h=1$) y se asumió $\phi=1$ obteniéndose el volumen en barriles en yacimiento.

Discusión de resultados

Siguiendo la metodología desarrollada, se presenta la discusión de los resultados obtenidos en relación con los objetivos del estudio. Esto permite comparar la porosidad estimada utilizando el modelo propuesto, que emplea la curva de densidad de matriz variable, con los modelos tradicionales comúnmente utilizados en la industria.

Así, se podrá cuantificar la influencia de la porosidad en el cálculo de la saturación de agua, la estimación de espesores útiles y, finalmente, en el cálculo de las reservas (POES).

En las tablas VI y VII se presentaron previamente los promedios aritméticos de la porosidad y la saturación de agua para las zonas A, B y C. Estos valores incluyen la porosidad a partir del uso de tres diferentes fuentes de densidad de matriz, y la saturación de agua a su vez dependiente de la porosidad.

Además, en la tabla IX se presentaron los espesores netos de reservorio y los espesores netos hidrocarburos; los pri-

meros dependen de la porosidad, y los segundos, de la porosidad y la saturación de agua.

En las tabla X a la XIII, se detallan las tablas de los sumarios petrofísicos y el cálculo del POES para los tres casos propuestos: uso de densidad de matriz fija, densidad de matriz del modelo multimineral y densidad de matriz con la cur-

va de densidad de matriz variable propuesta en este estudio.

A partir de las tablas anteriores, se hará la comparación cualitativa de los resultados, tomando como caso base los cálculos realizados a partir del empleo de la densidad de matriz fija, considerando que es el enfoque comúnmente usado para estimar la porosi-

dad con el registro de densidad, para lo cual se puede destacar lo siguiente:

Zona A:

- Espesor Neto de Reservorio:** Con el uso de la densidad de matriz fija para el cálculo de la porosidad, se obtuvieron 1.325 ft de roca reservorio, mientras que con la densidad del modelo multimineral se obtuvieron 1.336,5 ft (+0,87 %), mientras que con la curva de densidad de matriz variable propuesta en este estudio se obtuvieron 1.380 ft (+4,15%).
- Porosidad Promedio Roca Hidrocarburífera:** Con el uso de la densidad de matriz fija para el cálculo de la porosidad, se obtuvo 13 % de promedio de porosidad en los intervalos hidrocarburíferos, mientras que con la densidad del modelo multimineral se obtuvo 13,2 % (+1,538 %), mientras que con la curva de densidad de matriz variable propuesta en este estudio se obtuvo 13,6 % (+4,615 %).
- Saturación de Agua Promedio Roca Hidrocarburífera:** Con el uso de la densidad de matriz fija para el cálculo de la saturación de agua, se obtuvo 31.6% de promedio de saturación de agua en los intervalos hidrocarburíferos, mientras que con la densidad del modelo multimineral se obtuvo 31,2v% (-1,266v%), mientras que con la curva de densidad de matriz variable propuesta en este estudio se obtuvo 31,2 % (-1,266 %).
- Espesor Neto de Hidrocarburos:** Con el uso de

Tabla X. Sumario petrofísico a partir de uso de la densidad de matriz con valores fijo – Zonas A, B y C - Pozo Clave-1.

Reservoir Results MM_FUO									
	Gross Interval	Net Res	Net/Gross Res	Av Phi Res	Av Sw Res	Av Vcl Res	PhiH Res	PhiSoH Res	VclH Res
ZONA A	1638.50	1325.00	0.809	0.128	0.606	0.242	109.02	66.64	321.29
ZONA B	1642.00	1366.00	0.832	0.086	0.258	0.232	117.60	87.27	316.69
ZONA C	1600.00	990.25	0.619	0.086	0.383	0.228	84.78	52.29	226.17
Pay Results MM_FUO									
	Gross Interval	Net Pay	Net/Gross Pay	Av Phi Pay	Av Sw Pay	Av Vcl Pay	PhiH Pay	PhiSoH Pay	VclH Pay
ZONA A	1638.50	474.25	0.289	0.130	0.316	0.291	61.84	42.29	137.89
ZONA B	1642.00	1167.50	0.711	0.088	0.184	0.217	102.73	83.85	252.97
ZONA C	1600.00	629.75	0.394	0.094	0.239	0.173	59.19	45.02	109.03

Tabla XI. Sumario petrofísico a partir de uso de la densidad de matriz del modelo multimineral – Zonas A, B y C - Pozo Clave-1.

Reservoir Results MM									
	Gross Interval	Net Res	Net/Gross Res	Av Phi Res	Av Sw Res	Av Vcl Res	PhiH Res	PhiSoH Res	VclH Res
ZONA A	1638.50	1336.50	0.816	0.128	0.599	0.243	171.38	68.65	324.66
ZONA B	1642.00	1231.50	0.750	0.083	0.239	0.225	102.00	77.65	276.60
ZONA C	1600.00	800.75	0.500	0.084	0.364	0.211	67.02	42.65	169.36
Pay Results MM									
	Gross Interval	Net Pay	Net/Gross Pay	Av Phi Pay	Av Sw Pay	Av Vcl Pay	PhiH Pay	PhiSoH Pay	VclH Pay
ZONA A	1638.50	487.25	0.297	0.132	0.312	0.290	64.15	44.12	141.50
ZONA B	1642.00	1085.50	0.661	0.085	0.181	0.211	91.84	75.22	229.40
ZONA C	1600.00	530.25	0.331	0.092	0.227	0.154	48.90	37.81	81.53

Tabla XII. Sumario petrofísico a partir de uso de la densidad de matriz variable – Zonas A, B y C - Pozo Clave-1.

Reservoir Results MM_VAR									
	Gross Interval	Net Res	Net/Gross Res	Av Phi Res	Av Sw Res	Av Vcl Res	PhiH Res	PhiSoH Res	VclH Res
ZONA A	1638.50	1380.00	0.842	0.132	0.580	0.244	182.78	76.82	336.18
ZONA B	1642.00	1300.00	0.792	0.086	0.236	0.230	111.84	85.48	298.51
ZONA C	1600.00	717.25	0.448	0.077	0.386	0.210	54.98	33.77	150.82
Pay Results MM_VAR									
	Gross Interval	Net Pay	Net/Gross Pay	Av Phi Pay	Av Sw Pay	Av Vcl Pay	PhiH Pay	PhiSoH Pay	VclH Pay
ZONA A	1638.50	537.75	0.328	0.136	0.312	0.288	72.96	50.21	155.04
ZONA B	1642.00	1154.50	0.703	0.088	0.181	0.218	101.36	83.03	251.78
ZONA C	1600.00	483.75	0.302	0.083	0.249	0.152	40.15	30.14	73.73

Tabla XIII. POES y % de variación del POES de los modelos multiminerale con respecto al uso del modelo de densidad de matriz fija – Zonas A, B y C - Pozo Clave-1.

	MM_FIJO	MM	MM_VAR	MM_FIJO	MM	MM_VAR
	POES BY	POES BY	POES BY	%	%	%
ZONA A	689.84	704.55	725.90	0.000	2.132	5.227
ZONA B	557.086	540.073	559.135	0.000	-3.054	0.368
ZONA C	554.961	551.718	483.579	0.000	-0.584	-12.862

la densidad de matriz fija para el cálculo de la porosidad y luego de la saturación de agua, se obtuvieron 474,25 ft de roca hidrocarburífera, mientras que con la densidad del modelo multimineral se obtuvieron 487,25 ft (+2,74 %), mientras que con la curva de densidad de matriz variable propuesta en este estudio se obtuvieron 537,75 ft (+13,39 %).

- **Reservas (POES):** Con el uso de la densidad de matriz fija para el cálculo de la porosidad y luego de la saturación de agua, se obtuvieron 689.84 BY por acre-ft, mientras que con la densidad del modelo multimineral se obtuvieron 704,55 BY por acre-ft (+2,132 %), mientras que con la curva de densidad de matriz variable propuesta en este estudio se obtuvieron 725,90 BY por acre-ft (+5,227 %).

nisca.

Esto se refleja en la densidad de matriz variable en función de la litología, obtenida a partir de muestras de canal, y en la densidad de matriz del modelo multimineral, ambas superiores a los 2,65 g/cc utilizados como densidad de matriz fija para esta zona.

Zona B:

- **Espesor Neto de Reservorio:** Con el uso de la densidad de matriz fija para el cálculo de la porosidad, se obtuvieron 1.366 ft de roca reservorio, mientras que con la densidad del modelo multimineral se obtuvieron 1.231,5 ft (-9.85 %), mientras que con la curva de densidad de matriz variable propuesta en este estudio se obtuvieron 1.300 ft (-4,83 %).

En la zona A, se utilizó un valor fijo de densidad de matriz de 2,65 g/cc (figura 7). La mayor diferencia en el POES se observa al compararlo con el obtenido usando la densidad de matriz variable propuesta en este estudio, resultando en un POES un 5,227 % mayor.

Esta diferencia se asocia a que la densidad de matriz para esta zona, basada en la densidad de matriz variable, es mayor, promediando 2,675 g/cc, lo cual influye directamente en una mayor porosidad.

Por otro lado, el POES calculado a partir de la densidad de matriz del modelo multimineral es 2,132 % mayor que el obtenido usando el valor fijo de densidad de matriz, debido a que la densidad de matriz del modelo multimineral es, en promedio, mayor (2,657 g/cc).

Las diferencias en el POES para esta zona se deben al ligero aumento de la densidad de matriz, causado por la presencia de pequeños lentes de caliza o cemento calcáreo en la arenisca.

- **Porosidad Promedio**

- **Roca Hidrocarburiífera:**

Con el uso de la densidad de matriz fija para el cálculo de la porosidad, se obtuvo 8,8 % de promedio de porosidad en los intervalos hidrocarburiíferos, mientras que con la densidad del modelo multimineral se obtuvo 8,5 % (-3,409 %), mientras que con la curva de densidad de matriz variable propuesta en este estudio se obtuvo 8,8 % (0,0 %).

- **Saturación de Agua**

- **Promedio Roca Hidrocarburiífera:**

Con el uso de la densidad de matriz fija para el cálculo de la saturación de agua, se obtuvo 18,4 % de promedio de saturación de agua en los intervalos hidrocarburiíferos, mientras que con la densidad del modelo multimineral se obtuvo 18,1 % (-1,630 %), mientras que con la curva de densidad de matriz variable propuesta en este estudio se obtuvo 18,1 % (-1,630 %).

- **Espesor Neto de Hidrocarburos:**

Con el uso de la densidad de matriz fija para el cálculo de la porosidad y luego de la saturación de agua, se obtuvieron 1.167,5 ft de roca hidrocarburiífera, mientras que con la densidad del modelo multimineral se obtuvieron 1.085,5 ft (-7,02 %), mientras que con la curva de densidad de matriz variable propuesta en este estudio se obtuvieron 1.154,5 ft (-1,11 %).

- **Reservas (POES):** Con el uso de la densidad de matriz fija para el cálculo de la porosidad y luego de la saturación

de agua, se obtuvieron 557,09 BY por acre-ft, mientras que con la densidad del modelo multimineral se obtuvieron 540,07 BY por acre-ft (-3,054 %), mientras que con la curva de densidad de matriz variable propuesta en este estudio se obtuvieron 559,14 BY por acre-ft (+0,368 %).

En la zona B, se utilizó un valor fijo de densidad de matriz de 2,71 g/cc (figura 7). La mayor diferencia en el POES se observa al compararlo con el obtenido usando la densidad de matriz del modelo multimineral, resultando en un POES un 3,054 % menor.

Esta diferencia se asocia a que la densidad de matriz para esta zona, basada en la densidad del modelo multimineral, es menor, promediando 2,697 g/cc, lo cual influye directamente en una menor porosidad.

Por otro lado, el POES calculado a partir de la densidad de matriz variable propuesta en este estudio es apenas 0,368 % mayor que el obtenido usando el valor fijo de densidad de matriz, debido a que la densidad de matriz variable es, en promedio, ligeramente mayor (2,711 g/cc).

Las diferencias en el POES para esta zona se deben principalmente a las marcadas variaciones en la densidad de matriz en el intervalo de arenisca, ubicado hacia la parte medio inferior de la zona.

En esta zona, tanto la densidad de matriz del modelo multimineral como

la de la densidad de matriz variable son significativamente menores al 2,71 g/cc usado como densidad de matriz fija.

Zona C:

- **Espesor Neto de Reservorio:**

Con el uso de la densidad de matriz fija para el cálculo de la porosidad, se obtuvieron 990,25 ft de roca reservorio, mientras que con la densidad del modelo multimineral se obtuvieron 800,75 ft (-19,14 %), mientras que con la curva de densidad de matriz variable propuesta en este estudio se obtuvieron 717,25 ft (-27,57 %).

- **Porosidad Promedio Roca Hidrocarburiífera:**

Con el uso de la densidad de matriz fija para el cálculo de la porosidad, se obtuvo 9,4 % de promedio de porosidad en los intervalos hidrocarburiíferos, mientras que con la densidad del modelo multimineral se obtuvo 9,2 % (-2,128 %), mientras que con la curva de densidad de matriz variable propuesta en este estudio se obtuvo 8,3 % (-11,702 %).

- **Saturación de Agua Promedio Roca Hidrocarburiífera:**

Con el uso de la densidad de matriz fija para el cálculo de la saturación de agua, se obtuvo 23,9 % de promedio de saturación de agua en los intervalos hidrocarburiíferos, mientras que con la densidad del modelo multimineral se obtuvo 22,7 % (-5,021 %), mientras que con la curva de densidad de matriz variable propuesta en este estudio se obtuvo 24,9

% (+4,184 %).

- **Espesor Neto de Hidrocarburos:** Con el uso de la densidad de matriz fija para el cálculo de la porosidad y luego de la saturación de agua, se obtuvieron 629,75 ft de roca hidrocarburífera, mientras que con la densidad del modelo multimineral se obtuvieron 530,25 ft (-15,80 %), mientras que con la curva de densidad de matriz variable propuesta en este estudio se obtuvieron 483,75 ft (-23,18 %).
- **Reservas (POES):** Con el uso de la densidad de matriz fija para el cálculo de la porosidad y luego de la saturación de agua, se obtuvieron 554,96 BY por acre-ft, mientras que con la densidad del modelo multimineral se obtuvieron 551,72 BY por acre-ft (-0,584 %), mientras que con la curva de densidad de matriz variable propuesta en este estudio se obtuvieron 483,58 BY por acre-ft (-12,862 %).

En la zona C, se utilizó un valor fijo de densidad de matriz de 2,71 g/cc (figura 7). La mayor diferencia en el POES se observa al compararlo con el obtenido usando la densidad de matriz variable propuesta en este estudio, resultando en un POES un 12,862 % menor.

Esta diferencia se asocia a que la densidad de matriz para esta zona, basada en la densidad de matriz variable, es menor, promediando 2,66 g/cc, lo cual influye directamente en una menor porosidad.

Por otro lado, el POES calculado a partir de la densidad de matriz del modelo multimineral es 0,584 % menor que el obtenido usando el valor fijo de densidad de matriz, debido a que la densidad de matriz del modelo multimineral es, en promedio, ligeramente menor (2,695 g/cc).

Estas diferencias en el POES para esta zona están claramente asociadas, en primer lugar, al efecto de la disminución de la densidad de matriz en función del contenido de materia orgánica, el cual se refleja principalmente en la curva de densidad de matriz variable.

En segundo lugar, están asociadas con la diferencia de densidad de matriz en la base de esta zona, donde predomina la arenisca cuya densidad de matriz es 2,65

g/cc pero el valor de densidad fijo usado para esta zona es 2,71 g/cc.

Basado en lo discutido previamente, se puede aclarar que el uso de la curva de densidad de matriz variable generada en este estudio no necesariamente provoca un incremento en el cálculo de las reservas. No obstante, se puede afirmar con certeza que el uso de esta curva permite un cálculo más preciso de las reservas, gracias a la disminución de la incertidumbre en la densidad de matriz utilizada para calcular la porosidad a partir del registro de densidad.

Conclusiones y recomendaciones

De acuerdo con los antecedentes analizados sobre la calibración de la porosidad, es crucial considerar las variables o parámetros de entrada necesarios, los cuales dependen de la naturaleza de la formación, como la composición litológica, la configuración del sistema poroso, la herramienta de perfilaje utilizada, el tipo de fluido en la zona de investigación de la herramienta y cualquier cambio en el ambiente de perfilaje que pueda afectar el registro.

La curva de densidad de matriz variable desarrollada en este estudio, como función de la descripción litológica y la estimación del contenido de materia orgánica a partir de las muestras de canal, permite un cálculo más preciso de las reservas, gracias a la disminución de la incertidumbre en la densidad de matriz utilizada para calcular la porosidad a partir del registro de densidad.

Se observó que la calibración de modelos de porosidad, basada en la naturaleza litológica de la matriz de roca, es una herramienta valiosa para obtener estimaciones precisas de la porosidad en rocas con diferentes composiciones litológicas.

Claramente, las diferencias en el POES obtenidas en los resultados, están asociadas a las diferencias en la densidad de matriz aportada por cada una de las tres fuentes de densidad de matriz usadas para el cálculo de porosidad con el registro de densidad.

Es importante considerar en los yacimientos no convencionales en lutitas hi-

drocarburíferas, incluir en la estimación de la curva de densidad de matriz variable o en el modelo multimineral, el contenido de materia orgánica, para considerar la baja densidad asociada a la materia orgánica.

Se debe garantizar la precisión y confiabilidad de la descripción de las muestras de canal, mediante procedimientos estrictos y rigurosos de monitoreo y control de calidad.

Se deben considerar las diferencias de profundidad que comúnmente existen entre las muestras de canal y los registros de pozos, ya que pueden generar diferencias en la aplicación de la metodología propuesta.

Referencias bibliográficas

- Arciniegas, C. (2020). De la relación entre los parámetros petrofísicos y de producción mediante un análisis de sensibilidad a cuatro clusters del campo Imperial. Fundación Universidad de América Facultad de Ingenierías Programa de Ingeniería de Petróleos. Bogotá D.C.
- Asociación Colombiana del Petróleo (2004). Los yacimientos no convencionales y su importancia para Colombia. Bogotá, Colombia.
- Asquith, G. B., & Gibson, C. R. (1982). Basic well log analysis for geologists (M. K. Horn, Ed.). AAPG.
- Barbato, R. y Quaglia, A. (2023). Porosidad total y efectiva derivadas de los perfiles de densidad y rayos gamma. ¿Cuáles son las insidias y errores más comunes, sus consecuencias y como mitigarlos? Geominas 51(91), agosto 2023.
- Conca, J. (2017). Permian: 100 years in the permian oil fields of Texas and New Mexico.
- Del Moro, Y., Anantharamu, V., Vernik, L., Quaglia, A. y Carrillo, E. (2020). Seismic petrophysics workflow applied to delaware basin. Article in Interpretation. January 2020. <https://doi.org/10.1190/int-2019-0157.1>
- Halliburton, (1997) Open-hole log analysis and formation evaluation
- Hung, Enrique (1991). Petrofísica para geólogos e ingenieros de explotación. CORPOVEN, S. A., Caracas, Venezuela. pp 1-228.
- Interactive Petrophysics (IP), Lloyd's Register Digital Products Limited (2021). Metodología y ecuaciones para el cálculo de volumen de arcilla, densidad de matriz variable, porosidad, saturación de agua y espesores útiles.
- Mire, K., and J. Moomaw (2017). Delaware basin: Seven-year review of activity and performance. Unconventional Resources Technology Conference, URTEC, 2697549.
- Panesso, R., Quaglia, A., Alzate, G., y Porras, J. (2023). Integrated petrophysical characterization of hydrocarbon shale unconventional reservoirs using a rock typing approach, case study, Vaca Muerta Play, Neuquén basin, Argentina. Conferencia de Tecnología de Recursos No Convencionales. Denver, Colorado, EE. UU.
- Rider, M (1996). The geological interpretation of well logs (2da edición). Sutherland, Escocia. Editorial Rider-French Consulting Ltd.
- Rodrigues, P. (2023). Curso en Análisis Petrofísico Multimíneral empleando software especializado "Mineralis" de SEISPETRO GEOCONSULTING. SPWLA.
- Schlumberger (1989). Log Interpretation Principles/Applications. Sugar Land, Texas.
- Tiab, D., Donaldson, E. (2004). Petrophysics. Second Edition. Oxford, United Kingdom. Elsevier.
- Worthington, P y Cosentino, L. (2005). The role of cutoffs in integrated reservoir studies. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. Denver.

