



Metodología para la exploración de hidrocarburos mediante análisis petrofísico y estratigráfico a partir de registros de pozo en el Valle Medio del Magdalena

José Antonio Mahan-Gaviria

Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia. jamahan@unal.edu.co

Recibido: 6 julio 2024. Recibido en formato revisado: 12 abril 2025. Aceptado: 28 abril 2025.

Resumen

Este estudio presenta una metodología aplicada a un pozo ubicado en el sector norte del Valle Medio del Magdalena, Colombia, para la identificación de litologías en las primeras etapas de exploración de hidrocarburos. La propuesta se basa en la interpretación de registros de pozo para determinar la composición mineralógica predominante, mediante la estimación de propiedades petrofísicas como la porosidad, la saturación de agua y el volumen de arcilla. La identificación litológica se realiza con registros de porosidad, densidad y neutrón, complementado con datos de densidad electrónica y efecto fotoeléctrico. La clasificación con el registro Gamma Ray permite diferenciar intervalos arcillosos de zonas arenosas, que tienen mayor probabilidad de albergar fluidos móviles y formar yacimientos. La porosidad equivalente se calcula mediante crossplots densidad-neutrón, validada con registros sínicos. Bajo la suposición de zonas saturadas de agua, se generan gráficas de Pickett para estimar la resistividad del agua con la ecuación de Archie.

Palabras clave: identificación litológica; interpretación de registros de pozo; efecto fotoeléctrico; estimación de porosidad; resistividad del agua de formación; ecuación de Archie; registro Gamma Ray; gráficas de Pickett; Valle Medio del Magdalena; exploración de hidrocarburos.

Methodology for hydrocarbon exploration through petrophysical and stratigraphic analysis of well logs in the Middle Magdalena Valley

Abstract

This study presents a methodology applied to a well located in the northern sector of the Middle Magdalena Valley, Colombia, for the identification of lithologies during the early stages of hydrocarbon exploration. The proposed approach is based on the interpretation of well logs to determine the predominant mineralogical composition by estimating petrophysical properties such as porosity, water saturation, and clay volume. Lithological identification is carried out using porosity, density, and neutron logs, complemented by data from electronic density and the photoelectric effect. The classification with the Gamma Ray log allows differentiation between clay intervals and sandy zones, the latter being more likely to host mobile fluids and form reservoirs. Effective porosity is calculated using density-neutron crossplots, validated with sonic logs. Under the assumption of water-saturated zones, Pickett plots are generated to estimate water resistivity using Archie's equation.

Keywords: lithology identification; well log interpretation; photoelectric effect; porosity estimation; formation water resistivity; Archie's equation; Gamma Ray log; Pickett plot; Middle Magdalena Valley; hydrocarbon exploration.

1 Introducción

La petrofísica constituye una disciplina esencial dentro de las ciencias geológicas aplicadas a la industria de los hidrocarburos, enfocada en el estudio detallado de las propiedades físicas de las rocas del subsuelo y los fluidos que contienen. Su objetivo principal es caracterizar el medio

poroso de los reservorios, permitiendo evaluar parámetros como la porosidad, la saturación de agua (S_w), el volumen de arcillas (V_{sh}) y la permeabilidad, entre otros. Estos parámetros son fundamentales para la estimación de reservas, la caracterización de yacimientos y la planificación técnica y económica de las actividades de exploración y producción.

El análisis petrofísico se apoya principalmente en los

How to cite: Mahan-Gaviria, J.A., (2025). Metodología para la exploración de hidrocarburos mediante análisis petrofísico y estratigráfico a partir de registros de pozo en el Valle Medio del Magdalena. BOLETÍN DE CIENCIAS DE LA TIERRA. 57, pp. 32-45. DOI:<https://doi.org/10.15446/rbct.n57.115613>

registros de pozo, los cuales permiten inferir propiedades de las rocas a partir de la respuesta de las formaciones ante estímulos eléctricos, radiactivos y sónicos. Estos registros, como los de resistividad, porosidad, densidad, gamma ray (*GR*), potencial espontáneo (*SP*) y factor fotoeléctrico (*Pe*), constituyen una herramienta crítica para diferenciar litologías, estimar la saturación de fluidos y definir la calidad del reservorio. En particular, el registro *Pe* aporta información sobre la densidad electrónica de las rocas, facilitando la distinción entre litologías similares y la identificación de minerales que pueden alterar el comportamiento del yacimiento.

De igual forma, el contenido de arcillas es un indicador clave en la evaluación de la calidad del reservorio, ya que una alta arcillosidad puede reducir significativamente la porosidad efectiva y la permeabilidad. La caracterización litológica y la determinación de contactos fluido-fluido, como el contacto agua-aceite (*CAA*) o gas-aceite (*CGA*), son posibles gracias a la integración de los registros eléctricos con modelos petrofísicos como la ecuación de Archie y el gráfico de Pickett. Estas herramientas permiten calcular con mayor precisión la saturación de agua (*Sw*), uno de los parámetros fundamentales para determinar la presencia y el volumen de hidrocarburos.

En este trabajo, se propone una metodología de análisis petrofísico integrada, que combina la interpretación de registros de pozo con datos geológicos (geología de superficie y los núcleos del pozo de investigación), así como datos sísmicos e ingenieriles, con el fin de identificar intervalos potencialmente prospectivos para hidrocarburos. Este método fue aplicado en un pozo exploratorio ubicado en el extremo norte del Valle Medio del Magdalena (VMM), una región con escasa información exploratoria reciente. La perforación, denominada en este estudio como Pozo de Estudio-1, fue inicialmente considerado de bajo interés para fines exploratorios. Sin embargo, los resultados del análisis aquí presentado sugieren una nueva interpretación litológica, contrastando con clasificaciones previas que asociaban las rocas perforadas al Grupo Real (Mioceno Medio a Superior) y a la Formación Noreán (Jurásico Inferior a Medio).

Este ejercicio permitió identificar, a partir de los registros y su interpretación integrada, la presencia de depósitos cuaternarios de tipo abanico aluvial y terrazas aluviales, así como una intrusión ígnea de textura granítica holocristalina, posiblemente correspondiente al Jurásico Superior. Esta reinterpretación

destaca la importancia del análisis petrofísico como herramienta para refinar modelos geológicos y mejorar la comprensión del potencial hidrocarburífero en áreas poco estudiadas.

2 Marco teórico

Los análisis realizados a los registros en los pozos de exploración de hidrocarburos, conllevan a la identificación general de la litología predominante de las unidades geológicas estudiadas, las cuales permiten, a través de una serie de relaciones empíricas, estimar propiedades físicas tales como: la porosidad (\emptyset), la saturación de agua (*Sw*) y el volumen de arcilla (*Vsh*), entre otras [1] (Mahan J. A., 2019). La identificación de la litología, requiere una comparación de las respuestas de los registros de porosidad, densidad y neutrón, teniendo en cuenta las matrices para las cuales estos datos fueron calculados [2] (Glover, P. W. J., 2000), con base en las mediciones de densidad de las rocas y del índice de neutrones, (Fig. 1).

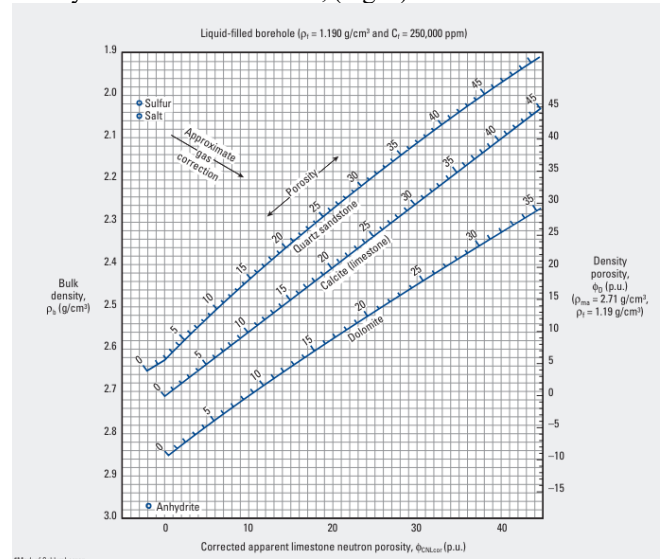


Figura 1. Gráfico POR-12 de porosidad y determinación de litología a partir de registros de lito-densidad y registros de neutrón compensado (CNL), correlacionando con densidad-neutrón.

Fuente: Schlumberger Log Interpretation Charts.

Tabla 1.

Valores del índice de Registro del efecto fotoeléctrico para una lista de minerales y fluidos, donde: (*Pe*) = Efecto fotoeléctrico, (*U*) = adsorción fotoeléctrica volumétrica, ρ_b = density bulk, ρ_e y ρ_a = densidades corregidas, ρ_{oil} y ρ_{gas} = densidades de petróleo y gas.

Mineral	Fórmula	Peso Molecular	P_e	Z (Equiv.)	ρ_b	ρ_e	ρ_a	U
Anhidrita	CaSO ₄	136.15	5.055	15.69	2.960	2.957	2.957	14.93
Barita	BaSO ₄	233.37	266.82	47.2	4.500	4.01		1070
Biotita			6.30				3.34	21.03
Calcita	CaCO ₃	100.09	5.084	15.71	2.710	2.708	2.710	13.77
Dolomita	CaCO ₃ .MgCO ₃	184.42	3.142	3.74	2.870	2.864	2.877	9.00
Feldespatos K			2.86				2.62	7.51
Glauconita			5.32				3.95	21.00
Yeso	CaSO ₄ .2H ₂ O	172.18	3.420	14.07	2.320	2.372	2.350	9.37
Halita	NaCl	58.45	4.169	15.30	2.165	2.074	2.031	9.68
Hematita	Fe ₂ O ₃	159.70	21.48	23.45	5.240	4.987		107
Limonita			13.00				3.59	46.67
Magnetita	MgCO ₃	231.55	22.24	23.65	5.180	4.922		113
Moscovita			2.40				3.29	7.90
Pirita	FeS ₂	119.98	16.97	21.96	5.000	4.834		82.1

Quarzo	SiO ₂	60.09	1.806	11.78	2.654	2.650	2.648	4.79
Siderita	FeCO ₃	115.86	1.69	21.09	3.940		3.89	55.9
Silvina	KCl	74.6	8.510	18.13	1.984	1.916	1.862	15.83
Circón	ZrSiO ₄	183.31	69.10	32.45	4.560	4.279		311
Arcilla	-		3.42	14.07	2.650	2.645	2.642	
Arenas arcillosas	-		2.70				2.41	6.52
Antracita	-		0.161	6.02	1.700	1.749	1.683	
Carbón Bituminoso	-		0.180	6.21	1.400	1.468	1.383	
Agua Pura	H ₂ O	18.02	0.358	7.52	1.000	1.110	1.000	0.398
Agua Salada	120,000 ppm NaCl		0.807	9.42	1.086	1.185	1.080	0.850
Petróleo	(CH ₂) _n		0.119	5.53	0.850	0.948	0.826	0.136x
Metano	CH ₄	16.04	0.095	5.21	0.250		0.15	0.119xρ _{gas}

Fuente: Tomado y modificado de Glover, P. W. J., Course Notes, pag 142. Department of Geology and Petroleum Geology. University of Aberdeen, 2000.

No obstante, una clasificación más detallada de la litología se puede obtener del registro efecto fotoeléctrico (Pe), que indica de forma directa una relación con la densidad electrónica de la unidad o formación geológica. La tabla 1 presenta una selección de los valores del Pe característicos de algunos minerales, rocas y fluidos [2].

Una vez determinadas las litologías predominantes, se correlaciona la información con el registro Gamma Ray, el cual indica el nivel de arcillosidad, para detectar si se encuentran zonas “limpias”, susceptibles de alojar fluidos móviles (agua y/o hidrocarburos). También se extrae información de los registros de porosidad, para comprobar si existe acumulación de fluidos en la formación. Si cumple con las anteriores características, se considerará al intervalo como un potencial yacimiento hidrocarburífero [3] (Schlumberger, 2009).

A las zonas identificadas como potenciales yacimientos, se les aplica un cálculo de porosidad equivalente, con base en el gráfico cruzado (cross plot) densidad-neutrón y con la información del registro sísmico, para la verificación de los rangos de porosidad. Suponiendo que es una zona saturada de agua se lee del registro de resistividad profunda y se toma como la resistividad no alterada de la formación geológica. Con esto, es posible generar gráficos como el de Pickett (fig. 2) para determinar la resistividad del agua de la formación, y estimar los valores de saturación de fluidos con base en la ecuación de Archie (Ec. 1).

$$S_w = \left(\frac{a \cdot R_w}{R_t \cdot \phi^m} \right)^{1/n} \quad (1)$$

Ec. 1. Ecuación de Archie, donde:

S_w = Saturación de agua de una zona no invadida,

R_w = Resistividad de agua de formación a temperatura de formación,

R_t = Resistividad de formación verdadera,

ϕ = Porosidad,

a = Factor de tortuosidad,

m = Exponente de cementación,

n = Exponente de saturación.

El gráfico de Pickett, corresponde a un arreglo doble logarítmico, que permite la medición de la resistividad en el eje X contra la medición de la porosidad en el eje Y . Debe su nombre a G. R. Pickett y se basa en la obtención del logaritmo de la ecuación de Archie. Los puntos de Saturación de agua

constante (S_w), se representan en una línea recta con pendiente negativa de valor m . (Fig. 2). Las zonas de agua definen la línea inferior extrema de la gráfica. Dado que para $S_w = 1$, la resistividad del agua puede ser determinada a partir de un punto de la línea. Una vez establecida la línea de agua, se pueden trazar otras paralelas para diferentes S_w , asumiendo una constante n (generalmente de valor 2). Luego, se pueden graficar e interpretar otros datos en función de S_w [4,5] (Niz V. E., 2003 & Pickett G.R., 1966). La misma técnica se puede aplicar a la zona lavada, utilizando las mediciones para esa misma zona [6] (Crain E. R., 1999).

Inicialmente, y de acuerdo a la Primera Ley de Archie, se pueden suponer valores para $a=1$ y para $m=n=2$, que son los valores por defecto para este tipo de cálculos petrofísicos [7] (Schlumberger, 2024), los cuales corresponden a los valores del factor de tortuosidad (a), exponente de cementación (m) y exponente de saturación (n), pero se pueden suponer también otros valores, dependiendo de la naturaleza de la formación geológica (en el caso de encontrarse con una formación consolidada o no consolidada, fracturada o no fracturada, arcillosa o no arcillosa), Archie estableció que m se encuentra entre 1,8 y 2,0 para las areniscas consolidadas y 1,3 para las areniscas pobremente consolidadas. Por otro lado, la fórmula de Humble supone que $m=2,15$ y que $a=0,65$ [8] (Krygowski, D. A. & Cluff R. M., 2012).

Gráfico de Pickett ($m = 2.0/n = 2.0$)

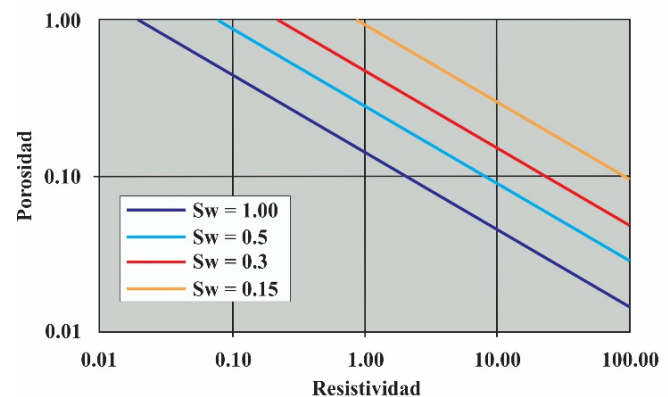


Figura 2. Gráfico de Pickett que muestra el decrecimiento de la Saturación de Agua (S_w) en un arreglo doble logarítmico de Resistividad contra Porosidad.

Fuente: Crain E. R., 1999.

Sin embargo, la aplicación metodológica desarrollada en diversos estudios de petrofísica aplicada a la exploración de hidrocarburos ha evidenciado, que las variaciones en los parámetros de a , m y n , no resultan significativamente relevantes a escala de exploración regional [9] (Caita C., L., 2024). Otra propiedad fundamental es la Permeabilidad (K), la cual se puede calcular a partir de la ecuación de Timur (Ec. 2), aunque debe aclararse, que esta es una de muchas expresiones que se utiliza para estimar permeabilidad. Aunque existen múltiples correlaciones empíricas para estimar la permeabilidad a partir de la porosidad y la saturación de agua irreducible, diversos estudios han demostrado que estas aproximaciones pueden diferir del valor real en un rango de hasta una cuarta parte o cuatro veces, dependiendo de la heterogeneidad de la roca y la calidad de los datos disponibles [10] (Tiab D. & Donaldson, 2015).

$$K = \left(\frac{93 \cdot \phi^{2.2}}{Swirr} \right)^2 \quad (2)$$

Ec. 2. Ecuación de Permeabilidad de Timur, donde:

K = Permeabilidad en milidarcys (md),

ϕ = Porosidad,

$Swirr$ = Saturación de agua (Sw) en una zona de saturación de agua irreducible.

La permeabilidad se mide en darcys (d) o en milidarcys (md), donde de forma general, un darcy es una medida que describe la permeabilidad de una roca porosa que permite que un fluido viscoso como el agua, fluya a través de ella bajo una presión diferencial específica [11] (Ahmed T., 2018), o siendo más precisos, una roca de 1 darcy produce un gradiente de presión de una atmósfera por centímetro cuando se deja pasar un caudal de un centímetro cúbico por segundo de un fluido de viscosidad 1 cP.

Los tipos de permeabilidad [12] (Dake, 1983), son los siguientes:

- Permeabilidad absoluta, corresponde a una roca completamente saturada con un solo tipo de fluido.
- Permeabilidad efectiva, corresponde a la permeabilidad relativa a un tipo de fluido cuando varios tipos de fluidos están presentes en la roca.
- Permeabilidad relativa, es la proporción de permeabilidad efectiva de un fluido respecto a la permeabilidad absoluta

Los factores que afectan la permeabilidad son los siguientes: El tamaño y la conectividad de los poros, indicando que las rocas con poros grandes y bien conectados tienen mayor permeabilidad. Las fracturas y fisuras, las cuales pueden aumentar considerablemente la permeabilidad. La composición mineralógica, ya que algunos minerales pueden obstruir los poros y reducirla. La cementación y la compactación, las cuales reducen la conectividad entre los poros. [13] (Gluyas & Swarbricks, 2013).

Al igual que con la saturación del agua (Sw), la importancia de la permeabilidad (K) en la exploración y producción de hidrocarburos es necesaria, ya que permite evaluar el potencial prospectivo de los yacimientos. La permeabilidad también influye en la toma de decisiones de

ingeniería para el diseño y perforación de los pozos. Cumple además un papel crítico, en el modelado de fluidos para predecir la producción y planificar la recuperación mejorada de hidrocarburos [14] (Terry & Rogers, 2014).

Respecto a la estratigrafía, el sector norte del VMM exhibe una historia geológica compleja con una evolución tectónica y sedimentaria significativa. Las unidades litoestratigráficas presentes en este sector de la cuenca incluyen:

- Gneis de San Lucas, unidad metamórfica de alto grado que aflora en la Serranía de San Lucas, ubicada en el sector norte del Valle Medio del Magdalena. Estas rocas se caracterizan por su composición heterogénea, incluyendo gneises de composición granítica y tonalítica. Se estima que su formación ocurrió durante el Mesoproterozoico (~900 a 1500 millones de años), representando algunas de las rocas más antiguas de la región. Estas rocas han sido sometidas a múltiples eventos tectonotérmicos, reflejando una compleja historia geológica. [15] (Ordoñez-Carmona, O., Frantz, J.C. et al. 2009).
- Gneis de Bucaramanga, es una unidad metamórfica de alto grado que forma parte del basamento del Macizo de Santander, en la región nororiental de Colombia. Estas rocas incluyen gneises, esquistos y migmatitas, y se consideran de edad Precámbrica (Paleoproterozoico a Mesoproterozoico con una edad aproximada de ~1040 a 1500 millones de años), representando algunas de las rocas más antiguas del área. El Gneis de Bucaramanga ha sido afectado por varios eventos de metamorfismo regional y deformación, lo que ha resultado en una compleja historia estructural y metamórfica. [16] (Urueña-Suárez, Zuluaga C., A., 2016).
- Formación La Virgen, compuesta por rocas metamórficas de bajo a muy bajo grado, incluyendo filitas, metarenitas e intercalaciones de metaconglomerados, indicando una historia de metamorfismo regional de facies sub-esquistos verdes a esquistos verdes. La edad de esta formación corresponde del final del Neoproterozoico al Mesoproterozoico tardío (~1300 – 900 ma). [17] (Avellaneda-Cáceres, W.D.; Anaya-Arias, C.A. et al., 2020).
- Formación Noreán, Esta unidad está compuesta por una secuencia volcano-sedimentaria que incluye lavas andesíticas a riolíticas y depósitos piroclásticos. Se interpreta que su depósito ocurrió en un ambiente de arco magmático continental. Su edad se ubica en el Jurásico Temprano (Sinemuriano-Toarciano, entre 192 y 175 ma.) [18] (Correa, M., A. M. et al., 2019).
- Granitoides de San Lucas, corresponden a intrusivos ígneos plutónicos, principalmente granodioritas con variaciones a cuarzdioritas y cuarzomonzonitas. Estas rocas intruyen a las unidades más antiguas (Fm. Noreán y Fm. La Virgen). La edad obtenida mediante el método Rb-Sr fue de 166 ma., y están relacionadas con eventos tectono-magmáticos ocurridos en el Jurásico Medio [19] (Clavijo J., Mantilla., L. et al. 2008).
- Formación Río Negro, compuesta principalmente por depósitos siliciclásticos: areniscas subarcóicas, sublíticas, cuarzoarenitas de grano medio a

conglomeráticas. Conglomerados arenosos de guijos y guijarros y lodolitas arenosas, de tonos rojisos a púrpuras. Con una edad entre los 130 y 112 ma. (Cretácico Inferior). Esta unidad representa una fase inicial de sedimentación clástica antes del establecimiento de plataformas carbonatadas [20] (González, H., et al., 2008).

- Formación Cogollo, Secuencia de calizas micríticas y bioclásticas, con intercalaciones de margas y lutitas calcáreas de edad Cretácico Medio (~112 – 93 ma.). Se asocia a un ambiente deposicional de plataforma marina carbonatada somera, con condiciones favorables de acumulación de carbonatos biogénicos, marcando un cambio de sedimentación siliciclástica a carbonatada. [21] (Villamil, T., 1999).
- Grupo Real, compuesto principalmente por secuencias de conglomerados, areniscas y lutitas. Estas rocas sedimentarias presentan una variación lateral y vertical significativa en su granulometría y composición, reflejando diferentes ambientes de depósito y fuentes de sedimentos. Se le atribuye una edad del Paleoceno al Eoceno (66 – 34 ma.). Los depósitos del Grupo Real se interpretan como formados en ambientes fluviales y deltaicos, asociados a sistemas de abanicos aluviales y planicies de inundación. Esto sugiere una dinámica sedimentaria influenciada por procesos tectónicos y cambios en el nivel del mar durante el Paleoceno y Eoceno. [20, 22] (González, H., et al., 2008 y Van der Hammen, T, 1958).
- Formación Zambrano-Sedimentitas de Arjona, esta unidad está compuesta principalmente por areniscas calcáreas con bancos de calizas, sugiriendo una depositación en ambientes marinos someros, posiblemente asociado a plataformas carbonatadas. Su edad se ubica entre el Jurásico Medio y el Jurásico Superior (~174 - 145 ma.) [20].
- Depósitos Cuaternarios, Estos depósitos están constituidos principalmente por aluviones recientes, terrazas fluviales, depósitos coluviales y materiales de origen palustre. Incluyen gravas, arenas, limos y arcillas, reflejando procesos de erosión, transporte y sedimentación asociados a dinámicas fluviales y de ladera. Corresponden a materiales no consolidados que se formaron durante el Cuaternario desde hace aproximadamente 2.58 millones de años hasta el presente. [20].

Sedimentológicamente, se evidencia una evolución desde ambientes marinos hacia sistemas predominantemente fluviales y aluviales. Esta configuración ha condicionado la distribución y continuidad lateral de las litofacies, controlando directamente el desarrollo de trampas, la conectividad de reservorios y la efectividad de los sellos.

Existen varios estudios geológicos previos que clasifican a las rocas del sector de investigación, como pertenecientes al Grupo Real del Mioceno Medio a Superior y a la Formación Noreán del Jurásico Inferior a Medio [23] (Contreras R., et al., 2016), sin embargo, una nueva revisión de los datos bibliográficos de ese sector de la cuenca del VMM, contrastados con los resultados de los análisis petrofísicos, sugieren que las rocas estudiadas corresponden

realmente a un depósito Cuaternario de tipo abanico y de terrazas aluviales, así como a un intrusivo plutónico de textura granítica holocristalina de posible edad Jurásico Superior. Los depósitos cuaternarios de esta zona, estarían conformados por sedimentos multivariados provenientes del Grupo Real [24] (INGEOMINAS-UIS, 2006).

3 Metodología

Para la implementación de esta metodología de trabajo, se recopiló la información técnica disponible, incluyendo registros de pozo, gráficos compuestos, informes geológicos e ingenieriles, y secciones sísmicas de reflexión 2D. A esta información se le aplicó un riguroso control de calidad con el fin de verificar la completitud y consistencia de los datos requeridos para los análisis petrofísicos y la interpretación estratigráfica. Particularmente, se priorizó la disponibilidad de registros que incluyeran curvas de resistividad, porosidad, densidad, neutrón, Gamma Ray, potencial espontáneo (SP) y efecto fotoeléctrico (Pe), presentados preferiblemente en una escala de trabajo 1:200. La integración de estos datos con las secciones sísmicas 2D permitieron correlacionar unidades litológicas, identificar contactos estratigráficos y definir con mayor certeza los intervalos prospectivos para hidrocarburos.

3.1 Identificación de intervalos prospectivos

Se deben incluir los intervalos prospectivos que, basados únicamente en la información de registros, se puedan identificar como tales, incluyendo, pero no limitados a los dos siguientes casos:

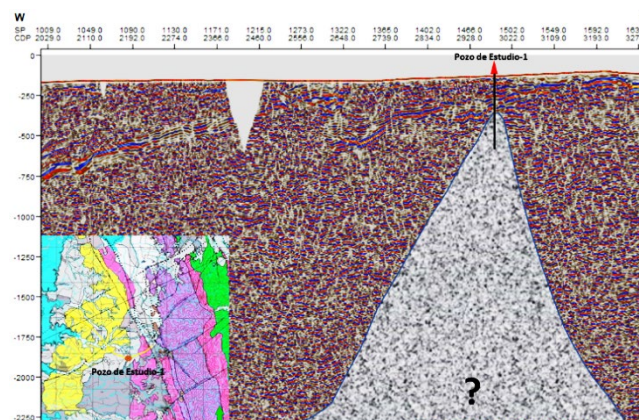
- a. Zonas de baja arcillosidad, con porosidad en al menos uno de los registros y litología correspondiente a la roca almacén, debido a su potencial como yacimiento de tipo convencional.
- b. Zonas identificadas con la presencia de mantos de carbón, debido a su potencial de gas asociado al carbón o CBM (*Coal Bed Methane*) por sus siglas en inglés.

En este segundo caso, es importante tener presente, que para la identificación de yacimientos no convencionales de tipo *Oil Shale*, *Gas Shale* y *CBM*, se requerirá información complementaria de otras fuentes, tales como el tipo y contenidos de materia orgánica (*MO*), Contenido Total de Carbono (*TOC*), valores de Azufre, poder calorífico y Reflectancia de la Vitrinita (*Ro*), entre otros datos de geoquímica orgánica contenidos en la formación a evaluar.

Con el propósito de difundir esta metodología para la identificación de posibles intervalos prospectivos de hidrocarburos, se tomó para el análisis un pozo exploratorio ubicado en el extremo norte del Valle Medio del Magdalena (VMM), que por tratarse de una perforación que arrojó poco interés exploratorio de hidrocarburos, fue tomado y nombrado para este artículo como *Pozo de Estudio-1*, debido a que pudiera existir algún tipo de confidencialidad de la información, y adicionalmente, fue seleccionado para este estudio, por tratarse de una perforación ubicada en una zona de la cuenca que cuenta con muy poca investigación exploratoria.

3.3 Geología del Pozo de Estudio-1

Infrayaciendo a esta unidad cuaternaria de abánicos y terrazas aluviales, se encuentra la Formación Noreán (192-175 ma.) [18], que corresponde a una secuencia volcanoclástica de más de 4500 metros de espesor, que se extiende de manera regional desde la Serranía de San Lucas hacia el sector occidental de la Cordillera Oriental, constituyendo el basamento de las unidades cretácicas que yacen discordantes y que se puede constatar, en afloramientos localizados a lo largo de la Serranía de norte a sur, y que luego se profundiza hacia el oriente por debajo del Neógeno y el Cuaternario, siendo estas últimas rocas las que conforman el relleno del Valle Medio del Magdalena [25] (Clavijo, J. T et al., 1995). Clavijo subdividió la Formación Noreán en cuatro conjuntos: Clástico - piroclástico (Jncp), piroclástico - epiclástico (Jnpe), efusivo dacítico (Jned) e hipoabisal andesítico (Jnha). En algunos sectores hacia el norte de la Serranía de San Lucas, se observan rocas granitoides (Granitoide de San Lucas), que intruyen los sedimentos basales de la Fm Noreán [26] (Mantilla et al., 2006a). Adicionalmente, en este sector aparecen intercalaciones de paquetes, al parecer interdigitados, de arenitas calcáreas en capas delgadas y laminadas entre la secuencia volcanoclástica [27] (Sarmiento et al., 2015).



Fuente: Autor.

Para la unidad conglomerática, de los depósitos aluviales (Qcal), donde se emplaza el pozo (Fig. 4) [29] (SGC, 2006), la permeabilidad absoluta calculada a partir de la Ecuación de Timur

(Ec. 2), muestra un rango promedio de 9.8 mD, llegando a lecturas de hasta 14.9 mD con una dispersión moderada de datos. El cálculo de porosidad total, a partir del método combinado Densidad-Neutrón, permitió definir un promedio del 38%.

Finalmente, del análisis de los registros Gamma Ray y de Resistividad del Pozo de Estudio-1, contrastados con los análisis de núcleos del mismo pozo, se pudo obtener la siguiente interpretación:

4 Estratigrafía del Pozo de Estudio-1

De los 0 pies (ft.) a los 835 ft. de profundidad, se encontraron una serie de depósitos cuaternarios no consolidados, posiblemente de tipo abanico aluvial, compuestos

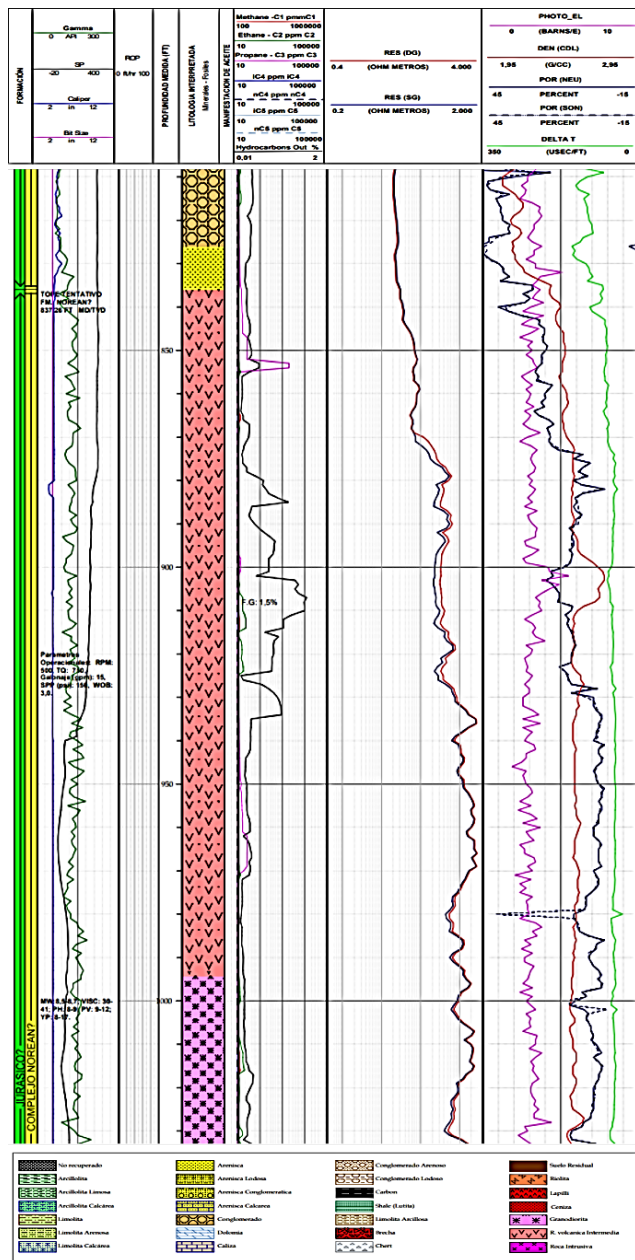


Figura 4. Registro Gráfico Compuesto (RGC) Pozo de Estudio-1, intervalo 840-1040 ft. de profundidad. Escala 1:200
Fuente: RGC del pozo de Estudio-1, ANH-Serviminas, 2016.

principalmente por conglomerados matriz soportados y clasto soportados, con variaciones a conglomerados arenosos, arenitas conglomeráticas, limolitas y variaciones con arcillas, presentando intervalos conglomeráticos areno-limosos de grano medio a fino y arcillosos con presencia de nódulos ferrosos, carbonatos, fragmentos calcáreos, materia orgánica y fósiles de conchas; adicionalmente, se encontraron gránulos y cantos, compuestos de rocas volcánicas e ígneas, de tipo granodiorita y riolita, así como cherts (Figs. 4 y 5).

A partir de los 835 ft. de profundidad, se encontró una roca ígnea granítica fracturada de composición media a ácida, que al parecer, está intruyendo a la Formación Noreán, J1-2n (Fig. 3, 4, 6 y 7), la cual se clasificó como una monzonita feldespática, que podría variar hasta una cuarzo-dacita, cuya descripción corresponde a una roca masiva, de textura fanerítica, hipidiomórfica, holocristalina, dura, de color naranja rojizo moderado, con algo de color amarillo pálido, negro verdoso, ocasionalmente blanco lechoso, hialino, compuesta principalmente por 40% de feldespatos rosados, 50% feldespatos marrón amarillos (posiblemente ortoclasa o microclina alterada por óxidos/hidróxidos de hierro), 5% cuarzo blanco lechoso, con micas (biotita), piroxenos de color verde oliva a negro y plagioclasas alteradas, presentando micro-venas rellenas de carbonato de calcio; la roca presenta un nivel bajo de meteorización. Hacia la base de esta secuencia se encontraron diques con presencia de clorita, sobre los cuales se observó una ligera meteorización y la roca se hace más granito-feldespática masiva, muy dura, moderadamente fracturada de textura fanerítica, en algunas zonas de textura porfídica, heterogranular de color marrón rojizo moderado, un poco translúcido, blanco sub-translúcido, amarillo verdoso pálido, ocasionalmente verde oscuro y negro, se observó monzonita con fenocristales de feldespato, compuesta por un 60% feldespato potásico (Dando un aspecto rosado a la roca), 30% de cuarzo, 10% de Plagioclasas, con trazas de biotita y piroxenos y micro-fracturas rellenas de carbonato de calcio [30] (ANH – Serviminas, 2016).



Figura 5. Imágenes que muestran parte del intervalo sedimentario (entre 0 – 835 ft. de profundidad), correspondiente a depósitos arenoso-conglomeráticos y arcillosos del Cuaternario.

Fuente: Tomado del reporte de núcleos, ANH – Serviminas, 2016.

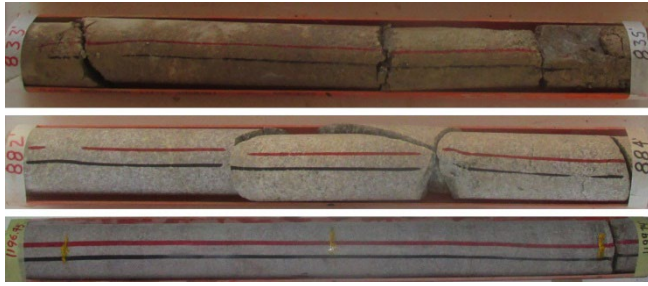


Figura 6. Imágenes que muestran parte del intervalo ígneo plutónico (entre los 835 ft. y el final de la perforación del pozo), correspondiente a una roca granítica holocristalina de edad Jurásico Superior.

Fuente: Tomado del reporte de núcleos, ANH – Serviminas, 2016.

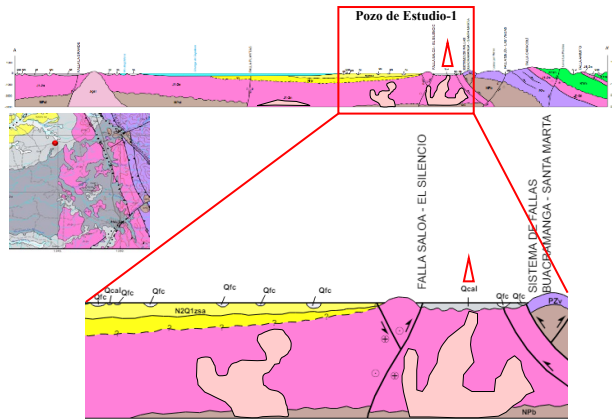


Figura 7. Ubicación del Pozo de Estudio-1 y el detalle estratigráfico-estructural de la misma sección (parte inferior). N2Q1z-sa: Fm. Zambrano-Sedimentitas de Arjona, N1r: Grupo Real, J1-2n: Formación Noreán, NPB: Neis de Bucaramanga, Qcal-Qfc: Depósitos de abanicos, terrazas y depósitos fluviales. En color rosado claro, posibles intrusiones plutónicas graníticas jurásicas.

Fuente: Tomado y modificado de la geología de la Plancha 55-El Banco SGC, 2006.

Así las cosas, el análisis estratigráfico indicaría que en el sector donde fue perforado el Pozo de Estudio-1, la geología del subsuelo correspondería realmente a un depósito cuaternario (Qcal-Qfc) de un poco más de 830 ft. de espesor y no a rocas del Grupo Real (N1r). Estos depósitos de abanicos y de terrazas están suprayaciendo rocas plutónicas graníticas de textura fanerítica ricas en feldespatos, que intruyen a la Formación Noreán (J1-2n) (Fig. 7).

Los registros de pozo mostraron diferencias bien marcadas en zonas de alta radiactividad (desplazamiento de la curva GR), quizás asociadas a minerales ricos en potasio (K) generados por acumulación de arcillas o por acumulación de elementos radiactivos como U, Th y K en zonas de alteración hidrotermal por contacto con rocas volcánicas o graníticas; las curvas de densidad y neutrón tienden a tomar direcciones opuestas, a su vez, el Gamma Ray (GR) aumentó y la resistividad lo hizo considerablemente hacia la parte basal del pozo, debido a que se encontró una litología asociada a rocas ígneas. Si bien las respuestas de los registros de pozo pudieron estar alterados por la presencia de diferentes litologías, la respuesta mostró altas resistividades, atribuible quizás a lo compacto de las rocas, a la alta radiactividad asociada a minerales traza, a la baja porosidad

y a unos valores de factor fotoeléctrico (P_e) altos, que se pueden relacionar a la presencia de minerales como el cuarzo y el feldespato potásico.

La permeabilidad absoluta para esta unidad geológica de rocas graníticas, calculada a partir de la ecuación de Timur (Ec. 2), presentó un rango promedio de 0.45, llegando a lecturas confiables de 1.1 milidarcys (mD), con una dispersión de los datos de moderada a alta. El cálculo de porosidad total a partir del método combinado (Densidad – Neutrón), para estas rocas en el Pozo de Estudio-1, arrojó un resultado promedio de 5.9%; al comparar las lecturas, se observó la afectación sobre los registros en algunas zonas, por posibles procesos hidrotermales [31] (Moxham R. M. et al., 1965) es de anotar, que, en algunos casos, los registros de porosidad no se encontraban corregidos por compactación. A continuación, se presenta la Tabla 2 con los resultados obtenidos:

Una roca o depósitos sedimentarios con una permeabilidad de 4.9 a 10.9 mD indica que es relativamente permeable y tiene una buena capacidad para permitir el flujo. La porosidad entre el 31% y el 38% sugiere que la roca tiene una cantidad significativa de espacios vacíos que pueden contener fluidos como agua, petróleo y/o gas. Estos valores son prometedores en términos de su capacidad para actuar como un reservorio de hidrocarburos, ya que la combinación de una porosidad relativamente alta y una permeabilidad moderada sugiere que la roca tiene el potencial de contener y producir cantidades significativas de fluidos. Por otro lado, una roca con una permeabilidad de 0.45 a 1.1 mD indica que es relativamente impermeable y tiene una baja capacidad para permitir el flujo de fluidos. La porosidad del 5.9% sugiere que la roca tiene una cantidad limitada de espacios vacíos. Estos valores sugieren que la roca tiene limitada capacidad para actuar como un reservorio de hidrocarburos, ya que la combinación de una baja porosidad y una permeabilidad baja indica que es poco probable que contenga cantidades significativas de fluidos o que permita un flujo de manera eficiente.

Estos rangos se utilizan frecuentemente en estudios de reservorios (Tabla 3) para diferenciar entre reservorios productivos, con porosidad $\geq 10\%$ y permeabilidad > 1 mD y para no reservorios y reservorios pobres, con permeabilidad y porosidad bajas, generalmente, < 0.1 mD y entre 0.1-1.0 mD y porosidades $< 5\%$ y entre 5-10% [10] y [32] (Dullien, 1992).

Luego de la valoración de los registros de pozo, especialmente del Grafico Compuesto (RGC) y de los respectivos análisis petrofísicos, a partir de las lecturas de Gamma Ray, porosidades densidad y neutrón, de la resistividad y del factor fotoeléctrico, se obtuvieron las interpretaciones de todos los intervalos a lo largo de la perforación, de los cuales, algunos fueron definidos como

Tabla 2.

Unidades litoestratigráficas analizadas en el perfil de roca entre los 0 – 1199 ft. de profundidad (24 muestras), con sus respectivos valores calculados de permeabilidad y porosidad promedio.

Geología	Unidad/Miembro	Permeabilidad (Milidarcys o mD)	Porosidad (%)
Abanico Aluvial (Qcal)	Arenitas,	4.9 - 10.9	31
	Lodolitas, Conglomerados	9.8 - 14.9	38
Rocas Graníticas (Jg)	Unidades ígneas	0.45 – 1.1	5.9

Fuente: Autor

prospectivos para hidrocarburos (concentrados en los depósitos sedimentarios neógenos y cuaternarios), Estos intervalos, diferenciados del resto en color verde, pueden visualizarse en la Tabla 4. Es importante mencionar, que estos resultados fueron posteriormente contrastados con las imágenes de los núcleos de perforación y con el informe de descripción litológica de corazones realizados por el geólogo de pozo, evidenciándose una gran coherencia entre la interpretación petrofísica y las rocas presentes en la sección perforada.

5 Determinación de propiedades petrofísicas de los intervalos prospectivos

Considerando, que no se disponía de los valores de resistividad del agua de formación para el Pozo de Estudio-1, fue necesario utilizar el gráfico de Pickett para extrapolar a un valor de a^*R_w , suponiendo que $a=1.0$, e infiriendo la resistividad del agua. La línea usada para la extrapolación corresponde a una

Tabla 3.

Clasificación general de calidad de reservorios.

Categoría del reservorio	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Comentarios
Reservorio Excelente	> 25	> 100	Alta capacidad de Almacenamiento y excelente flujo
Reservorio Bueno	15-25	10-100	Buena capacidad de almacenamiento y flujo
Reservorio Regular	10-15	1-10	Aceptable para producción limitada
Reservorio Pobre	5-10	0.1-1	Capacidad reducida, posible zona de transición
No Reservorio	< 5	< 0.1	Sello o roca impermeable, sin valor como reservorio convencional.

Fuente: Autor.

Tabla 4.

Intervalos caracterizados en el Pozo de Estudio-1, en color verde se resaltan los identificados como prospectivos, se destacan los valores mínimos y máximos del Gamma Ray (GR), Porosidades Neutrón y Densidad (POR-NEU-DEN) corregidas, el Efecto fotoeléctrico (P_e) y la interpretación geológica. NR: Indica que no se reporta en el registro.

Tope (ft)	Base (ft)	GR (API) Min-Max	POR (DEN) SS Min-Max	POR (NEU) SS Min-Max	P_e (Barns/Elec) Min-Max	Resistividad (Ohm-m) Min-Max	Observaciones/Interpretación
0	30	41-99	NR	NR	1.8-9.9	NR	Arcilla arenosa y conglomerados
30	37	95-138	39-40	44-(-4)	2.1-3.1	NR	Depósitos arcillosos y arenosos
37	44	54-109	40-36	-4-(-11)	2.0-2.3	51-73	Arenita arcillosa
44	53	99-135	38-29	4-(-6)	1.9-208	18-49	Arcillas y arenitas
53	105	56-97	29-18	53-34	2.1-3.5	9.2-31	Arcillas arenosas
105	117	31-73	40-30	53-43	1.9-2.7	16-35	Arcillas arenosas y conglomerados
117	184	55-91	38-21	53-38	2.0-2.9	7-62	Conglomerado arenoso
184	193	32-56	42-31	43-35	1.9-2.1	11-56	Arenas y conglomerados
193	228	49-101	38-21	50-43	2.1-3.1	7-22	Conglomerado y arenitas
228	238	39-61	39-28	41-35	1.9-2.2	16-20	Arena arcillosa
238	335	53-92	45-19	44-32	2.3-3.2	8-22	Limos arcillosos
335	339	71-87	20-9	42-34	2.9-5.7	6.4-10	Arcillas y calizas
339	391	51-88	39-19	44-31	2.0-2.9	4-14	Conglomerado en matriz areno arcillosa
391	432	29-59	NR	NR	NR	NR	Conglomerado en matriz areno arcillosa
432	528	61-83	39-20	42-25	2.4-3.6	8-39	Arcilla limosa
528	536	51-83	26-23	34-27	2.1-3.4	28-36	Arenita arcillosa y limosa
536	570	49-87	29-20	41-26	2.2-3.7	16-35	Conglomerado en matriz arcillosa
570	584	31-53	44-18	69-23	2.1-3.9	23-39	Arenita arcillo-limosa calcárea
584	622	61-103	37-21	43-22	2.3-3.8	15-39	Conglomerado limo-arenoso
622	658	44-68	53-35	43-28	2.2-3.7	21-30	Arcilla limo-arenosa
658	769	53-102	35-16	47-19	2.5-3.9	21-51	Conglomerado en matriz areno arcillosa
769	827	66-89	47-25	58-33	2.7-3.9	20-34	Conglomerado arcillo-limoso calcáreo
827	836	79-119	31-17	40-19	2.9-4.0	11-24	Arenita conglomerática arcillosa
836	1199			Rocas ígneas			Granito-Monzonita-Granodiorita-Sienita-Riolita porfírica

Fuente: Autor

pendiente de 0.5 ($m=2.0$), la cual se trazó uniendo los puntos ubicados en zonas con arcillosidad relativamente baja. Luego se compararon los valores de resistividad del agua de formación entre los intervalos, para verificar que tuvieran una coherencia física (los sólidos totales disueltos deberían aumentar con la profundidad y, por consiguiente, la resistividad se obligaría a disminuir con la profundidad a temperatura constante).

La porosidad empleada en el gráfico de Pickett fue calculada como el promedio aritmético de las lecturas de porosidades de neutrón y de densidad. No obstante, en situaciones excepcionales que requieran una corrección más precisa, como una gran separación entre las dos curvas (lo cual podría indicar una zona de gas, una arcillosidad moderada a alta, la presencia de minerales pesados o la intercalación de rocas de baja densidad, entre otros factores), se consideraron ajustes adicionales.

La resistividad obtenida del agua se utiliza para calcular la saturación de agua (S_w) en una parte limpia del intervalo que muestre una lectura de resistividad profunda relativamente alta.

Dependiendo del valor de saturación calculado y de la incertidumbre, debido a los valores desconocidos del factor de tortuosidad, el exponente de cementación y del exponente de saturación (a, m, n), se determinará si se trata de una zona de hidrocarburos o de agua. Si es una zona de hidrocarburos, se verificará si hay un cruce entre los registros de densidad y neutrón o una disminución en el Factor Fotoeléctrico (Pe) teórico para la litología interpretada. En ese caso, se concluirá que el fluido es gas; de lo contrario, será aceite [33] (Olivella J.B., 1992). Luego, se construyeron los gráficos de Pickett para los intervalos definidos como prospectivos.

Para un mayor entendimiento de la metodología, se detallan los cálculos para el primer intervalo (como una guía), y se presenta una tabla resumen para los demás. El primer intervalo potencial se encuentra entre los 105 y 117 pies de profundidad, y el gráfico de Pickett se construyó como se muestra en la Fig. 8.

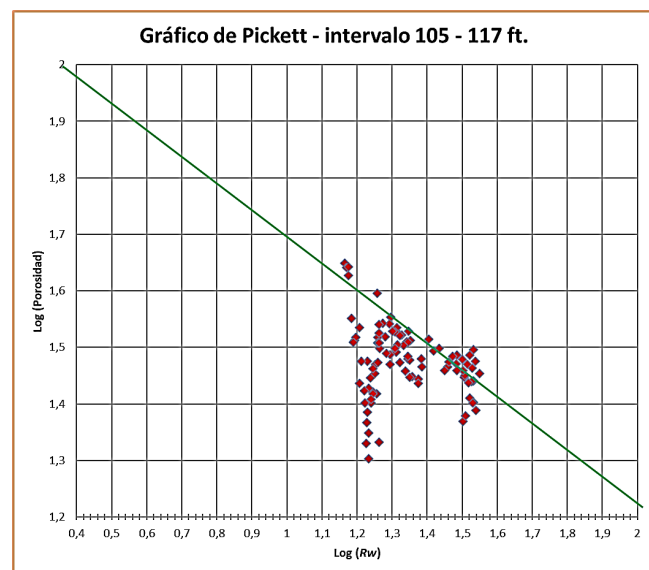


Figura 8. Gráfico de Pickett y dispersión de puntos de porosidad para el intervalo 105 – 117 ft. De profundidad.

Fuente: Autor.

Tabla 5.

Intervalos identificados como prospectivos al norte del Valle Medio del Magdalena para el Pozo de Estudio-1. (a, m, n) Factor de tortuosidad, exponente de cementación y exponente de saturación respectivamente. Resistividades, saturaciones e interpretación geológica.

Intervalo (tope a base, ft)	Porosidad Densidad- Neutrón Promedio	Rango de resistividad profunda (ohm-m)	a, m, n	Log (R_w) de Pickett
105 - 117	0.322	16 - 35	1, 2, 2	0.42
184 - 193	0.391	11 - 56	1, 2, 2	0.37
228 - 238	0.418	16 - 20	1, 2, 2	0.15
570 - 584	0.362	23 - 39	1, 2, 2	0.31
622 - 658	0.458	21 - 30	1, 2, 2	0.30

Intervalo (tope a base, ft)	Resistividad agua de Formación (R_w , ohm-m)	Valor más alto de R_t (ohm-m)	Saturación calculada (S_w)	Interpretación geológica
105 - 117	2.63	35	0.851	Zona de agua
184 - 193	2.34	56	0.523	Zona de agua
228 - 238	1.41	20	0.636	Zona de agua
570 - 584	2.04	39	0.616	Zona de agua
622 - 658	2.00	30	0.563	Zona de agua

Fuente: Autor.

La dispersión de puntos muestra un rango estrecho de valores de porosidad (logaritmo entre 1.3 y 1.7) y de resistividad (R_w) (logaritmo entre 1.1 y 1.6). La línea con pendiente media ($\frac{1}{2}$) (en color verde) se trazó a través de los puntos con resistividad media-alta, representando los valores medios de resistividad. Al extrapolar a un logaritmo de porosidad de 2.0 (100 unidades de porosidad), se obtiene un valor del logaritmo de $aR_w = 0.42$, lo que corresponde a una resistividad del agua de 2.63 ohm-m. Utilizando la ecuación de Archie con $R_w = 2.63$, $m = n = 2.0$ y $a = 1.0$, y aplicando el valor más alto tomado de una zona limpia del registro de resistividad profunda (que, según la tabla de identificación de litología, es de 35 ohm-m) y una porosidad promedio densidad-neutrón del 32% (0.322 de porosidad densidad-neutrón promedio), se determinó que la mínima saturación de agua en el intervalo analizado es del 85% (0.851 de S_w calculada). Esto sugiere que el intervalo está saturado con agua y que la saturación de agua reducida se debe a pequeños cambios locales de porosidad o a incertidumbres en los parámetros de la ecuación de Archie (Ec. 1).

Siguiendo el mismo procedimiento, se realizaron los cálculos para los demás intervalos prospectivos (intervalos en color verde de la Tabla 4), cuyos resultados se resumen en la Tabla 5.

6 Cálculo promedio de Saturación de agua (S_w) de formación

La resistividad del agua, inferida de los gráficos de Pickett, mostraron una tendencia a disminuir con la profundidad, excepto en el intervalo de 228 a 338 pies, donde se observó una caída significativa en los valores de resistividad en comparación con los otros intervalos (1.41 ohm-m). Esta disminución podría deberse a un efecto litológico de la formación, compuesta principalmente por conglomerados de textura clástica gruesa, incluyendo cantos y guijos de diversas rocas ígneas y metamórficas en una matriz limo-arcillosa.

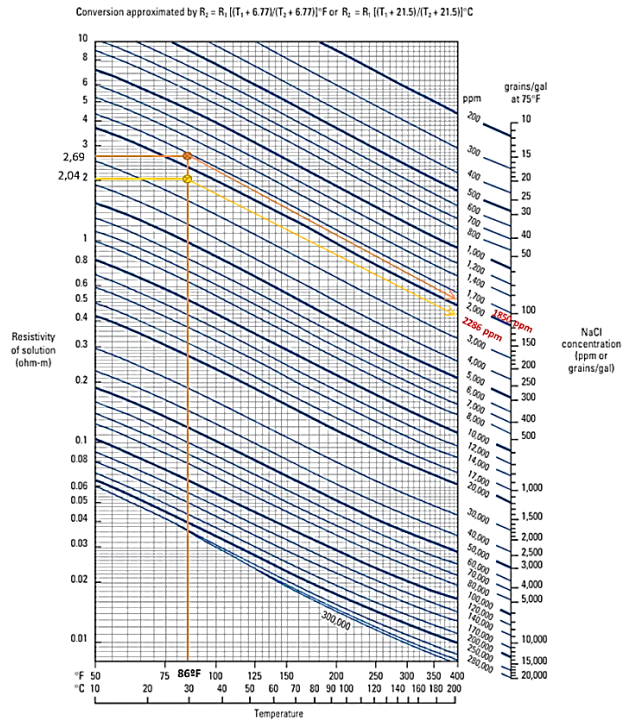


Figura 9. Lectura sobre la gráfica GEN-6 de concentración de NaCl-Resistividad / Temperatura.

Fuente: Schlumberger Log Interpretation Charts.

La temperatura registrada varió entre 83.7 °F y 87.4 °F, medida desde los intervalos más superficiales hasta los más profundos, con un promedio constante de 86 °F (30 °C). Basándose en esta temperatura y en los valores de resistividad inferidos, se estimó la concentración de cloruros o la salinidad equivalente de la salmuera.

Al calcular estos valores, se obtuvo una concentración de 1,850 ppm para el intervalo más somero (105-117 ft.) y de 2,286 ppm para el intervalo más profundo (622-658 ft.) (Fig. 9).

7 Resultados

La interpretación de los fluidos, reveló que los intervalos de profundidad: 105 - 117 ft., 184 - 193 ft., 228 - 238 ft., 570 - 584 ft. y 622 - 658 ft. Corresponderían a zonas de agua. Sin embargo, el intervalo 184 - 193 presentó valores de saturación de agua (S_w) que varían entre el 39% y el 56%, adicionalmente, en el subintervalo 184 - 186.2, considerando la incertidumbre en la resistividad del agua de la formación y otros parámetros de la ecuación de Archie, existe una gran posibilidad de que dicho subintervalo contenga saturación de hidrocarburos; En tal caso, correspondería a petróleo (aceite), debido a que no se observó en los registros, la huella característica de gas en esa zona (que se observaría en el registro gráfico compuesto, como el cruce de los registros densidad y neutrón). En el caso de gas se leería una baja densidad, por lo que la porosidad sería alta. Al tiempo, leería bajo contenido de hidrógeno, en comparación con una roca saturada de líquido, por lo cual leería una porosidad baja, haciendo que las curvas de porosidad se separen

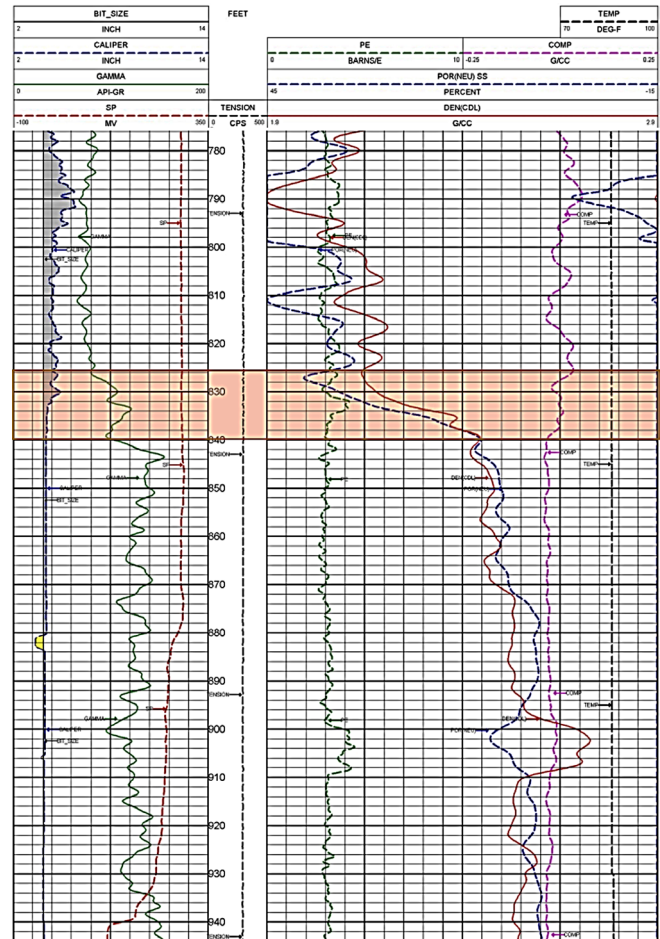


Figura 10. Registros eléctricos que muestra el cambio de litologías sedimentarias a ígneas (área naranjada), de los depósitos aluviales (QCal) a posibles intrusivos graníticos que intruyen a la Formación Noreán (J1-2n). Fuente: ANH, registro gráfico compuesto escala 1:200 del Pozo Estudio-1.

abruptamente. Sería recomendable, por consiguiente, realizar la determinación de propiedades eléctricas de la formación en estas unidades geológicas, para acotar valores más probables de Saturación de agua (S_w).

Los intervalos prospectivos analizados para este artículo, se centraron en los depósitos sedimentarios del abanico aluvial (Qcal) donde fue perforado el Pozo de Estudio-1, desde superficie hasta los 835 ft. de profundidad. En esta unidad fueron definidos los intervalos prospectivos, entre los 105 ft. y los 658 ft.

A partir de los 835 ft. y hasta el final de la perforación del pozo (1199 ft.), se detectó en los registros eléctricos, unas zonas de alta radiactividad quizás asociadas a minerales traza, cuyo origen sugeriría un proceso de posible alteración hidrotermal [31] y/o metamorfismo incipiente; las curvas de densidad y neutrón tomaron posiciones opuestas, a su vez el Gamma Ray (GR) y la resistividad aumentaron considerablemente hacia la base del pozo, también la baja porosidad y los valores elevados del Factor Fotoeléctrico (Pe) indicaron la presencia de rocas ígneas (Formación Noreán e intrusivo granítico), como puede observarse en la Fig. 10.

Las concentraciones de cloruros muestran un incremento de los intervalos más someros a los más profundos, pasando de 1850 ppm a 2286 ppm.

El incremento de la salinidad de la salmuera en un yacimiento de hidrocarburos es importante porque afecta directamente las propiedades eléctricas de las formaciones geológicas, lo que a su vez influye en la interpretación de los registros de resistividad [10].

Una mayor salinidad de la salmuera aumenta la conductividad, reduciendo la resistividad del agua de formación, produciendo un mayor contraste con el hidrocarburo, que no conduce bien la electricidad, por lo que su resistividad y la de la roca que lo contiene sería alta, lo que puede complicar la diferenciación entre las zonas de agua y las zonas de petróleo y gas. Además, la salinidad elevada puede impactar la viscosidad y densidad de los fluidos, así como las interacciones químicas entre la salmuera y las rocas del yacimiento. Entender estos cambios es muy importante para una evaluación precisa de la saturación de agua, para la identificación de zonas productivas y la estimación de reservas, así como para el diseño de técnicas de recuperación mejorada de petróleo o EOR.

Gracias al contraste realizado entre los registros eléctricos y la interpretación de los núcleos de perforación del Pozo de Estudio-1, fue posible determinar que la unidad sedimentaria perforada hasta cerca de los 835 ft. de profundidad, corresponde a depósitos inconsolidados que podrían ser clasificados como abanicos aluviales y terrazas aluviales (QCal) de edad cuaternaria, constituidos principalmente por sedimentos y detritos de origen volcano-sedimentario de diversas edades geológicas.

A partir de los 835 ft. de profundidad, y hasta el final del pozo, los valores observados en los registros de factor fotoeléctrico, densidad y resistividad del Pozo de Estudio-1, permitieron inferir la existencia de rocas ígneas plutónicas de textura granítica que parecen estar intruyendo a la Formación Noreán en ese sector de la cuenca, esto pudo verificarse con la interpretación de la línea sísmica 2D ANHMvc-2015-12 del programa Pailitas 2D-2015 (Figura 3) y contrastarse con la información de los núcleos de pozo descritos para la ANH por la empresa Serviminas.

8 Discusión

De acuerdo con [34] (Serra O., 1985) “El trabajo de un geólogo consiste en la observación y descripción completa y objetiva de las rocas, así como de los fenómenos geológicos ocurridos en el pasado y los que se desarrollan en el presente. En el caso de las rocas sedimentarias, esta interpretación debe predecir su génesis y aquellas zonas más favorables para la acumulación de hidrocarburos, agua y minerales, su extensión, la evaluación de sus volúmenes y la predicción de la presencia, la naturaleza y la distribución espacial de las barreras de permeabilidad existentes en los reservorios.”

Es normal, que los elevados costos de adquisición de registros de pozo con nuevas herramientas tecnológicas o la falta de resolución de las mismas, haga difícil la detección de reservorios, así como un reconocimiento confiable de su contenido de fluidos, dificultando igualmente, una precisa interpretación cuantitativa y un correcto cálculo de reservas.

Muchos perfiles o registros estándar de porosidad y resistividad leen valores representativos para capas con espesores mayores a 50 cm. Si las capas son más delgadas, las respuestas del registro corresponden a un valor promedio, llevando a la subestimación o a ignorar por completo un reservorio de gas o aceite.

La metodología planteada en este artículo, propende por facilitar a los geólogos, geocientíficos e ingenieros de yacimientos la obtención de la porosidad (ϕ), la saturación de agua (S_w), la arcillosidad (V_{sh}) y la permeabilidad (K), a través de la lectura del registro gráfico compuesto (RGC), priorizando el del factor fotoeléctrico (Pe) para la aplicación de los análisis estadísticos, con el fin de obtener intervalos prospectivos de hidrocarburos, que de otra manera pasarían desapercibidos en la investigación petrofísica tradicional.

Este tipo de análisis permite identificar litologías en el subsuelo que de otra manera serían invisibles al ojo del geólogo, ya sea, porque no fueron cartografiadas en los mapas geológicos de superficie, por no estar aflorando, o porque los modelos estratigráficos previos o históricos no las identificaron, pasando el error de una generación de exploradores de hidrocarburos a la siguiente. Es por esto, que este tipo de datos e información es esencial para la construcción de modelos precisos del subsuelo, optimizando el beneficio de los recursos y minimizando los riesgos y los costos operativos.

Tal es el caso, que mediante la comparación entre los registros eléctricos y la descripción de núcleos del Pozo de Estudio-1, se identificó que la unidad sedimentaria perforada hasta aproximadamente los 835 pies de profundidad corresponde a depósitos no consolidados, interpretados como abanicos y terrazas aluviales (QCal) de edad cuaternaria y que a partir de esa profundidad, y hasta el final de la perforación, se encontraron rocas de textura granítica las cuales se interpretan como cuerpos plutónicos que intruyen y afectan a la Formación Noreán del Jurásico (J1-2n).

Finalmente, Comprender estas variaciones resulta fundamental para estimar con precisión la saturación de agua, reconocer zonas con potencial productivo y calcular adecuadamente las reservas, además de ser clave en la planificación de estrategias de recuperación mejorada de petróleo (EOR).

9 Conclusiones

Con un sencillo análisis petrofísico, los profesionales de la industria de exploración de hidrocarburos (también aplicable a la exploración de aguas subterráneas, hidrógeno natural y almacenamiento de CO_2), a partir de los registros de pozo pueden analizar e identificar la litología presente en un yacimiento con base en una serie de relaciones empíricas y supuestos teóricos que permitirán estimar las propiedades físicas y geológicas, tales como la porosidad, la saturación de agua y el volumen de arcillas, entre otras importantes.

Para la identificación de la litología es posible comparar las respuestas de los registros de porosidad, densidad y neutrón, de acuerdo a las matrices para las cuales fueron calculadas, con base en las mediciones de densidad de la roca y los índices de neutrones; no obstante, a través de los datos suministrados por el registro del Efecto fotoeléctrico (Pe), se

logra una determinación más precisa de la litología, la cual está más relacionada con la densidad electrónica de la formación rocosa.

Este ejercicio permite diferenciar las litologías predominantes en el subsuelo, y al correlacionarla con la información del registro Gamma Ray (*GR*) indicar el nivel de arcillosidad de la formación, con el propósito de identificar las zonas dispuestas para alojar fluidos móviles (aceite, gas y agua). Además, es posible también extraer de los registros de porosidad, información de la acumulación de fluidos. Finalmente, es muy útil para la identificación y caracterización de intervalos con potencialidad de acumulación de hidrocarburos (yacimientos), a los cuales se les debe aplicar el cálculo de porosidad equivalente con base en el cross plot o gráfica Densidad-Neutrón, conjuntamente con la información del registro sísmico o acústico (un registro *DT* por ejemplo), con el propósito de refinar los rangos de porosidad y suponiendo zonas saturadas de agua que se obtienen del registro de resistividad profunda, y comparándola con la resistividad no alterada de la formación geológica, se pueden generar los gráficos de Pickett con los que se determinarán las resistividades del agua de la formación, con las cuales se estiman los valores de saturación de fluidos a partir de la ecuación de Archie (Ec. 1).

Es recomendable realizar la determinación de las propiedades eléctricas de la formación geológica en estas unidades litoestratigráficas, acotando los valores más probables de saturación de agua (*Sw*).

Este procedimiento es muy útil en los trabajos exploratorios para cualquier cuenca petrolífera, ya que permitirá identificar los diferentes tipos de fluidos presentes en un yacimiento (gas, petróleo y/o salmuera), utilizando registros de pozo, facilitando la identificación de los mejores intervalos productores de hidrocarburos contenidos en la secuencia sedimentaria, a partir de la Saturación de Agua (*Sw*), cuyos resultados, deben complementarse con los de la saturación de hidrocarburos (*Sh*) y el de los registros de resistencia eléctrica y de neutrón-densidad.

Los resultados arrojados por esta investigación, sugieren la acumulación de fluidos hidrocarbúferos, en trampas sedimentarias del Cuaternario. Estas acumulaciones recientes, se podrían relacionar con las emanaciones de aceite existentes en esta zona del VMM. Indicando, además, la existencia de un sistema petrolífero funcional cercano.

Este trabajo de investigación, permitió, además, identificar las unidades estratigráficas atravesadas por la perforación del Pozo de Estudio-1, definiéndose desde superficie y hasta los 835 ft. aproximadamente, un depósito sedimentario inconsolidado del Cuaternario, reposando discordantemente sobre rocas graníticas holocristalinas, que se extienden hasta el final de la perforación, indicando probablemente la existencia de intrusivos plutónicos de una posible edad Jurásico Superior, que intruyen a las rocas volcano-sedimentarias de la Formación Noreán.

Finalmente, respecto a la caracterización de yacimientos no convencionales de tipo *oil* o *gas shale* (petróleo o gas de lutita, respectivamente), a parte de los análisis de registros aquí examinados, se requiere información y análisis de la materia orgánica (*MO*) contenida en las rocas, ya que esto es crucial para determinar el potencial y la viabilidad de la

explotación de este tipo de recursos. Estos análisis incluyen el Contenido Total de Carbono (*TOC*), la pirólisis *Rock-Eval*, la Reflectancia de la Vitrinita (*Ro*) y los isótopos de carbono.

Agradecimientos

Agradezco especialmente al Servicio Geológico Colombiano - SGC y a la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH, por facilitar y permitir el uso de la información utilizada para este artículo. Al Doctor Eider Niz-Velásquez de la compañía China National Petroleum Corporation (CNPC-R&D) por su orientación y enseñanzas respecto a los análisis petrofísicos, y a la Doctora Astrid Blandón Montes de la Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín, Facultad de Minas, por sus invaluable tutorías, revisiones, comentarios, sugerencias y aportes geocientíficos.

Bibliografía

- [1] Mahan, J.A., Modelo Geológico - Geofísico de la Formación Umir y su potencial de generación de hidrocarburos en la región Norte del Valle Medio del Magdalena. Trabajo Final de Maestría. Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, Colombia, 2019, 129 P.
- [2] Glover, P.W.J., Petrophysics. MSc Course notes. Department of Geology and Petroleum Geology. University of Aberdeen. Scotland UK. [online]. 2000, 142 P. Available at: <https://pdfcoffee.com/formation-evaluation-by-paul-glover-pdf-free.html>
- [3] Schlumberger, Log interpretation charts. Sugar Land, Texas, USA, [online]. 2009. Available at: www.slb.com,
- [4] Niz, V.E., Una ecuación de balance de materiales para yacimientos de doble porosidad con capa de gas inicial. MSc. Tesis, Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander-UIS, Santander, Colombia, 2003.
- [5] Pickett, G.R., A review of current techniques for determination of water saturation from logs, Journal of Petroleum Technology, pp. 1425-1435. 1966. DOI: <https://doi.org/10.2118/1446-PA>
- [6] Crain, E.R., CPH. Crain's Petrophysical Pocket Pal. [online]. 1999. Available at: www.spec2000.net.
- [7] Schlumberger. Oilfield Glossary. Evaluación de formaciones. Gráfica de Pickett. [en línea]. [consultado en mayo de 2024]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/pickett_plot.aspx
- [8] Krygowski, D.A., and Cluff R.M., Pattern recognition in a digital age: a gameboard approach to determining petrophysical parameters., AAPG, 2012, pp. 1-12. DOI: <https://doi.org/10.1190/urtec2013-266>
- [9] Caíta, CL., Petrofísica aplicada a la exploración de hidrocarburos. Curso de apropiación social del conocimiento. Proyecto CAB. Minciencias-Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, 2024.
- [10] Tiab, D. and Donaldson, E.C., Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties, 4th ed., Gulf Professional Publishing, 2015.
- [11] Ahmed, T., Reservoir Engineering Handbook, 5th ed., Gulf Professional Publishing, 2018.
- [12] Dake, L.P., Fundamentals of reservoir engineering. Elsevier Science. 1983.
- [13] Gluyas, J., and Swarbrick, R., Petroleum Geoscience, 2nd ed., Wiley-Blackwell. 2013.
- [14] Terry, R.E., and Rogers, J.B., Applied petroleum reservoir engineering, 3rd ed., Pearson, 2014.
- [15] Ordóñez-Carmona, O., Frantz, J.C., Chemale, F., and Londoño, C., Serranía de San Lucas: mineralizaciones auríferas, intrusiones de 1500 Ma, metamorfismo Grenville y magmatismo Jurásico. XII Congreso Colombiano de Geología, 2009.
- [16] Urueña-Suárez, C.L., and Zuluaga, C.A., Petrografía del Neis de Bucaramanga en cercanías a Cepitá, Berlín y Vetas – Santander. Geología Colombiana, 36(1), pp. 37–56, 2011.
- [17] Avellaneda-Cáceres, W.D., Anaya-Arias, C.A., Ayala, A.C., Mantilla-Figueroa, L.C., Bernal-Olaya, R. y Velandia, F., Contribuciones al

- conocimiento de la edad de los cuerpos ígneos plutónicos, hipoabisales y volcanoclásticos aflorantes en el área del municipio de Pailitas (Cesar, Colombia). *Boletín de Geología*, 42(2), pp. 105-127, 2020. DOI: <https://doi.org/10.18273/revbol.v42n2-2020006>
- [18] Correa Martínez, A.M., Rodríguez, G., Arango, M.I., and Zapata, G., Petrografía, geoquímica y geocronología U-Pb de las rocas volcánicas y piroclásticas de la Formación Noreán al NW del Macizo de Santander, Colombia. *Boletín de Geología*, 41(1), pp. 53-70, 2019.
- [19] Clavijo, J., Mantilla, L., Pinto, J., Bernal, L., and Pérez, A., Evolución geológica de la Serranía de San Lucas, norte del Valle Medio del Magdalena y noroeste de la Cordillera Oriental. *Boletín de Geología*, 30(2), pp. 45-60, 2008.
- [20] González, H., Núñez, A., Martínez, J., and Rodríguez, G., Mapa Geológico de Colombia. Plancha 055 - El Banco. Servicio Geológico Colombiano (SGC), escala 1:100.000, 2008.
- [21] Villamil, T., Chronology, relative sea level history and a new sequence stratigraphic model for Cretaceous basins of Colombia. *Journal of South American Earth Sciences*, 12(4), pp. 331-355, 1999.
- [22] Van der Hammen, T., Estratigrafía del Terciario y Maestrichtiense en el sur de la Cordillera Oriental de Colombia. *Boletín Geológico*, 6(1-3), INGEOMINAS, 1958. DOI: <https://doi.org/10.32685/0120-1425/bolgeol6.1-3.1958.309>
- [23] Contreras, R.C., Pérez, K., y Villamizar, V., Muestreo del subsuelo mediante la perforación de pozos estratigráficos someros tipo Slim Hole, con recuperación de núcleos de roca y toma de registros eléctricos para los proyectos 1 Sector Norte y 1 Sector Sur. ANH-Serviminas. Reporte Final, 2016.
- [24] Ingeominas - Universidad Industrial de Santander – UIS. Memoria explicativa Plancha 55, El Banco, sur del departamento de Bolívar y Cesar. 2006, pp. 25-26.
- [25] Clavijo, J.T., et al., Instituto Colombiano de Geología y Minería, INGEOMINAS, Mapa Geológico de Colombia, Memoria Explicativa de la Plancha 75 – Aguachica, escala 1:100.000, 1995.
- [26] Mantilla, L.C., Clavijo, J., Pinto, J.E., Paez, L.E., Pérez, A., Quintero, I.,... Cuellar, M., Cartografía geológica de 9.600 Km² de la Serranía de San Lucas: Planchas 55 (El Banco), 64 (Barranco De Loba), 85 (Simití) y 96 (Bocas Del Rosario). Aporte a su evolución geológica. Memoria Explicativa de la Plancha 55 – El Banco. Ingeominas, 2006.
- [27] Sarmiento, G., Puentes, J., y Sierra, C., Evolución geológica y estratigrafía del sector Norte del Valle Medio del Magdalena. *Geología Norandina*, 2015, 59 P.
- [28] INGEOMINAS. Memoria explicativa del Mapa Geológico del Departamento del Cesar (Escala 1:250.000). Instituto Colombiano de Geología y Minería – INGEOMINAS, 2003.
- [29] Servicio Geológico Colombiano – SGC. Geología de la Plancha 55 El Banco, escala 1:100.000, 2006.
- [30] ANH-Serviminas. Registro gráfico compuesto e informe final de Pozo, 2016.
- [31] Moxham, R.M., Foote, R.S. y Bunker, C.M., Estudios con espectrómetro de rayos gamma de rocas hidrotermalmente alteradas. *Economic Geology*, 60 (4), pp. 653-671, 1965. DOI: <https://doi.org/10.2113/gsecongeo.60.4.653>
- [32] Dullien, F.A.L., Porous media: fluid transport and pore structure, 2nd ed., Academic Press. 1992 DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-223651-8.X5000-3>
- [33] Olivella, J.B., Perfiles Eléctricos, Una herramienta para la evaluación de formaciones. Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo, ACGG, XVI-4, 16.1.4, 1992.
- [34] Serra, O., Análisis de ambientes sedimentarios mediante perfiles de pozo. Schlumberger, 1985, 7 P.
- J.A. Mahan-Gaviria**, obtuvo el título en Ingeniería Geológica en 2004 y MSc. en Ingeniería - Recursos Minerales en 2019. Actualmente es candidato a Dr. en Ciencia y Tecnología de Materiales en la Universidad Nacional de Colombia, sede Medellín. Ha trabajado como geocientífico en Schlumberger (2004–2015) en proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos en Colombia, Ecuador y Perú. Entre 2016 y 2018 realizó consultorías geológicas, y de 2018 a 2022 con el Servicio Geológico Colombiano en cartografía tectónica e hidrogeológica, así como en estudios de neotectónica. Entre 2023 y 2024 participó en proyectos de evaluación geológica e hidrogeológica para la Universidad Nacional y la ANH. Actualmente, es profesional especializado en la Vicepresidencia Técnica de la ANH. Sus intereses de investigación incluyen el modelado geológico y geofísico de cuencas sedimentarias para la exploración de hidrocarburos, hidrógeno, minerales estratégicos y aguas subterráneas, integrando análisis petrofísicos, geoquímicos y sísmica 2D/3D. ORCID: 0000-0003-1200-3375