



Boletín de Geología

ISSN: 0120-0283

ISSN: 2145-8553

Universidad Industrial de Santander

Ortiz-Murcia, Rubén; Juliao-Lemus, Tatiana; Pérez, Edgar
Ricardo; Obando-Yaguas, Ayerim; Pérez-Vega, Héctor Hugo
Metodología visual y cuantitativa para la identificación
de zonas de interés en yacimientos de roca generadora
Boletín de Geología, vol. 43, núm. 2, 2021, Mayo-Agosto, pp. 63-77
Universidad Industrial de Santander

DOI: <https://doi.org/10.18273/revbol.v43n2-2021004>

Disponible en: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=349670461004>

- ▶ Cómo citar el artículo
- ▶ Número completo
- ▶ Más información del artículo
- ▶ Página de la revista en redalyc.org

redalyc.org
UAEM

Sistema de Información Científica Redalyc
Red de Revistas Científicas de América Latina y el Caribe, España y Portugal
Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso
abierto

Metodología visual y cuantitativa para la identificación de zonas de interés en yacimientos de roca generadora

Rubén Ortiz-Murcia^{1*}; Tatiana Juliao-Lemus²; Edgar Ricardo Pérez²;
Ayerim Obando-Yaguas²; Héctor Hugo Pérez-Vega¹

Forma de citar: Ortiz-Murcia, R.; Juliao-Lemus, T.; Pérez, E.R.; Obando-Yaguas, A.; Pérez-Vega, H.H. (2021). Metodología visual y cuantitativa para la identificación de zonas de interés en yacimientos de roca generadora. *Boletín de Geología*, 43(2), 63-77. <https://doi.org/10.18273/revbol.v43n2-2021004>

Resumen

Alrededor de 16500 resultados de análisis de laboratorio de petrofísica básica y especial, geoquímica, petrografía orgánica, difracción de rayos X, petrografía y SEM han sido obtenidos a partir de muestras de roca (*core*, *sidewall core* y *ripios*), provenientes de formaciones colombianas en etapa de exploración y delimitación como Yacimientos de Roca Generadora (YRG). Contar con gran cantidad de información hace necesaria la implementación de metodologías eficientes para evaluar e identificar zonas potencialmente productoras. Existen diversos enfoques que plantean diferentes flujos de trabajo; algunos enfoques se concentran en aspectos composicionales, así como otros dan prioridad a las características geoquímicas, otros en cambio se basan en el concepto de unidades de flujo, otros se centran en la definición de litofacies, o electrofacies, mientras que otros integran diferentes tipos de parámetros. La metodología aquí presentada posee un enfoque integrador. Esta metodología parte de una recopilación de criterios mineralógicos, petrofísicos, geoquímicos y geomecánicos encontrados en la literatura y aplicables a YRG; se incluyen criterios propuestos por los autores teniendo en cuenta el comportamiento observado en las formaciones colombianas. Estos criterios, expresados a manera de *cut-offs*, son el soporte de las dos herramientas de interpretación que proporciona esta metodología: (1) un indicador visual equivalente a un mapa de calidad que permite distinguir las mejores zonas a través de una escala de color; (2) dos subindicadores heurísticos (índice de calidad (QI) y suma máxima (SumMax)) los cuales generan una valoración cuantitativa que depende de la calidad y del grado de importancia de cada parámetro, el cual es ajustado por medio de factores de ponderación.

Como resultado, se desarrolló una metodología que incorpora criterios de evaluación provenientes de diferentes disciplinas implicadas en la evaluación de YRG, los cuales son ponderados de acuerdo con su importancia y considerados simultáneamente para la determinación de intervalos potencialmente productores.

Palabras clave: Roca generadora; *Shale*; *Shale gas*; *Shale oil*; Caracterización de yacimientos; Colombia.

Visual and quantitative methodology to identify zones of interest within source rock reservoirs

Abstract

Around 16500 results from laboratory analysis of routine and special core analysis, geochemistry, organic petrography, X-ray diffraction, optical petrology, SEM and geomechanics have been obtained from rock samples (core, sidewall core and cuttings) of Colombian formations on exploratory and delimitation stage as Source Rock Reservoirs (SRRs). Having a large amount of information makes necessary to adopt efficient methodologies to evaluate and identify potentially producing areas. There are various approaches that propose different workflows; some of these flows take the compositional aspect as the central axis of work, while others are based on the concept of flow units; some others focus their work on lithofacies, or electrofacies, while others give priority to geochemical characteristics or the integration of different types of parameters. The methodology proposed here has an integrative approach. This methodology starts from a collection of mineralogical, petrophysical, geochemical and geomechanical criteria found in the literature, aimed at SRRs; additionally, other criteria have been proposed by the authors taking into account the behavior observed in Colombian formations. These criteria, presented as cut-offs, are the support of the two interpretation tools provided by this methodology: (1) a visual indicator equivalent to a quality map allowing the best areas to be distinguished by means of a color scale; (2) two heuristic sub-indicators (quality index (QI) and maximum sum (SumMax)) which generate a quantitative assessment depending on the quality and degree of importance of each parameter, which is adjusted by means of weighting factors.

As a result, a methodology was developed integrating evaluation criteria from different disciplines involved in the evaluation of SRRs. These criteria are weighted according to their importance and considered simultaneously in the determination of potentially producing intervals.

Keywords: Source rock; Shale; Shale gas; Shale oil; Reservoir characterization; Colombia.

¹Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. (*)
ruben.dario.ortizm@gmail.com, hehupv@yahoo.com

²Centro de Innovación y Tecnología - ICP, Ecopetrol, Piedecuesta, Colombia. tatiana.juliao@ecopetrol.com.co, ricardo.perez@ecopetrol.com.co, ayerim.obando@ecopetrol.com.co

Introducción

La industria colombiana de hidrocarburos se encuentra validando el potencial de recursos de aceite y gas disponibles en los Yacimientos de Roca Generadora (YRG)—término que agrupa los llamados yacimientos de *shale gas* y *shale oil*—de diferentes cuencas colombianas, y desde los diferentes aspectos involucrados en la exploración (*i.e.*, aspecto técnico, ambiental, social, económico, legal y de infraestructura). Este estudio apunta a definir la viabilidad técnica desde el punto de vista de las condiciones favorables de roca para la producción económica de fluidos (gas y aceite) en este tipo de proyectos.

La caracterización integrada es una de las fases del proceso de viabilizar técnicamente un proyecto de exploración de cualquier tipo de yacimiento, esta requiere un estudio de las propiedades que poseen las formaciones de interés a partir de información proveniente de diversas fuentes como lo son los estudios geológicos, los registros de pozo y la evaluación de muestras en laboratorio. Desde el punto de vista de análisis de laboratorio para roca generadora, básicamente se realizan estudios petrofísicos, mineralógicos, geoquímicos y geomecánicos, cuyos resultados, al ser analizados de forma integrada permiten definir la presencia de hidrocarburos, y la coexistencia de propiedades de la roca que favorezcan el almacenamiento y la producción de hidrocarburos. La presente metodología propone una serie de criterios y herramientas que hacen más eficiente el proceso de integración de resultados, considerando el gran volumen de información que se debe analizar en YRG.

La metodología parte de una recopilación de criterios generalmente aceptados por la industria para este tipo de yacimientos; producto de dicha recopilación se tiene una serie de límites (en inglés *cut-offs*) y métricas para las variables derivadas de cada área de estudio involucrada. A partir de esta recopilación de criterios se proponen dos indicadores que funcionan como herramientas interpretativas; el primer indicador permite visualizar sobre un arreglo de datos, cómo se comportan las propiedades de forma clara y simplificada, esto por medio de un mapa de calidad que utiliza una escala de colores para indicar la calidad de las propiedades; el segundo indicador funciona con dos variables cuantitativas (QI y SumMax), las cuales se basan en la ponderación de las propiedades de más importancia en la evaluación, dando como resultado una valoración numérica de la calidad o favorabilidad de propiedades de la roca para almacenar y producir

hidrocarburos. De esta manera, la metodología plantea una ruta eficiente que incorpora criterios de evaluación provenientes de diferentes disciplinas para la evaluación de la calidad de roca (*tipo shale*) por medio de una valoración ponderada que permite determinación de intervalos potencialmente explotables.

Finalmente, se muestra la aplicación de la metodología en la caracterización integrada de dos formaciones colombianas muestreadas en dos pozos perforados en la cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM), de los cuales se identificaron intervalos prospectivos y se proporcionaron indicadores para cuantificar el potencial de estos intervalos.

Marco Teórico

En la caracterización de YRG convergen diferentes áreas de conocimiento, algunas de las cuales no se consideraban en la caracterización de yacimientos convencionales, o se consideraban con enfoques diferentes. Las áreas fundamentales para tener en cuenta en la caracterización de estos yacimientos son: petrofísica, diversas ramas de la geología (principalmente sedimentología, estratigrafía y geofísica), geoquímica y petrografía orgánica, mineralogía y geomecánica de yacimientos.

Al igual que en los yacimientos convencionales, la geoquímica se posiciona como una de las áreas más importantes en la caracterización y evaluación; teniendo en cuenta que, en los YRG la roca madre constituye además el reservorio, la geoquímica permite cuantificar el contenido orgánico (kerógeno, bitumen y/o bitumen sólido), identificar el tipo de kerógeno, la madurez térmica y la ocurrencia de intervalos productivos.

De igual modo, la geomecánica se consolida como un campo estudio fundamental debido a que en este tipo de yacimientos, sumado a los requerimientos de generación de hidrocarburos (HCs), entrampamiento, capacidad de almacenamiento, se encuentra la necesidad de mejorar la capacidad de flujo mediante un procedimiento de estimulación (fracturamiento hidráulico); sin una estimulación efectiva de la capacidad de flujo, este tipo de yacimientos no podrían lograr tasas de producción comerciales que hagan viable un *play* de este tipo, por tal razón, las propiedades mecánicas de la roca, junto con el estado de esfuerzos, son variables que afectan la productividad durante la explotación. La evaluación de las propiedades mecánicas de la roca

ayuda a identificar los sectores que tendrán un mejor comportamiento durante la estimulación hidráulica (Carvajal-Jimenez *et al.*, 2012).

Bejarano *et al.* (2017) realizan una recopilación de métodos para obtener parámetros propios de las diferentes áreas del conocimiento mencionadas, los cuales son analizados conjuntamente dentro de la caracterización integrada de YRG; en dicho trabajo se señalan las posibles fuentes para obtener dichos parámetros diferenciando entre métodos directos y métodos indirectos. El presente artículo se centra en la utilización de datos derivados de métodos directos, es decir aquellos que utilizan información de resultados de análisis de laboratorio en muestras de roca.

A continuación, se abordan algunos aspectos petrofísicos, geoquímicos y geomecánicos aplicados a la caracterización y evaluación de YRG.

Petrofísica en Yacimientos de Roca Generadora

En el área de la petrofísica se evalúan las propiedades convencionales, es decir, porosidad, permeabilidad, saturaciones de fluidos y densidad de grano, sin embargo, la forma en que estas propiedades se miden requiere variaciones experimentales, ya que las bajas propiedades petrofísicas (permeabilidad, porosidad) de los *shales* hacen ineficientes los métodos tradicionales

de medición en laboratorio por lo que es imperativo realizar modificaciones a estos métodos.

Existen diversos modelos petrofísicos adoptados para rocas tipo *shale*; ejemplos de estos modelos son los mostrados en la Tabla 1 (modelo para *shale gas*) y Tabla 2; tal como se puede ver en estas tablas, ambos modelos coinciden en la existencia de una porosidad en la materia orgánica y otra porosidad en los componentes inorgánicos. Los modelos también coinciden en que ambas porosidades (orgánica e inorgánica) tienen la capacidad de almacenar hidrocarburos, y de acuerdo con Wang y Gale (2009), la porosidad estimada en la materia orgánica, para *shale gas*, puede ser de 2 a 5 veces mayor que la de la matriz inorgánica.

Otra particularidad en estos yacimientos es el tamaño de los poros, entre los cuales predomina la escala de microporos y nanoporos, lo cual se relaciona con el hecho de que estas rocas se encuentran compuestas por partículas extremadamente finas (tamaño limo y arcilla) (Passey *et al.*, 2010). Passey *et al.* (2010) señalan que estos tamaños porales hacen que se tengan áreas superficiales muy grandes con agua asociada a la superficie del poro.

Estas características, permiten hablar de un sistema roca-fluidos-materia orgánica-fracturas, bastante complejo para medir propiedades petrofísicas como la porosidad y la permeabilidad.

Tabla 1. Modelo petrofísico 1 (traducido y adaptado de Glorioso y Rattia, 2012).

Matriz	Fluido	
Kerógeno	Libre	Gas
	Adsorbido	
Matriz Inorgánica (Arcilla seca + minerales no arcillosos)	Libre	Gas
	Ligado por presión capilar	Agua
	Ligada a arcilla	Agua

Tabla 2. Modelo petrofísico 2 (traducido de Akkutlu, 2019).

Porosidad Total 3,2%			
Porosidad Orgánica		Porosidad Inorgánica	
Nanoporos	Poros grandes	Poros grandes	Nanoporos
HC confinados	HC no confinados		Agua inmóvil
			Agua libre Agua ligada a arcilla
30,9%	54,1%		15%

Estimación de la porosidad

De acuerdo con Sondergeld *et al.* (2010), la validez en la medición de la porosidad en estos sistemas porosos se ve afectada por: (1) la dificultad para remover agua e hidrocarburos del sistema poroso, (2) problemas con el acceso de fluidos de medición debido a la baja permeabilidad, (3) los efectos de adsorción, (4) las dimensiones y peso de la muestra cuando esta se tritura, (5) efecto de la presión de poro y *Net Overburden Stress* (NOS) sobre las microfracturas.

Para abordar dichas restricciones, se han desarrollado nuevas metodologías y/o ajustado metodologías tradicionales para la medición de la porosidad. Algunas metodologías usadas actualmente para la medición de porosidad son:

- Presión capilar por inyección de mercurio (Sondergeld *et al.*, 2010)
- Por medio de *Nuclear Magnetic Resonance* (NMR) (Sondergeld *et al.*, 2010)
- Medición en estado inestable
- Porosimetría por ley de Boyle

El flujo de fluidos

El tema de caracterizar y medir el flujo de fluidos es también un reto en YRG. Algunos ingenieros y geocientíficos afirman que la estimulación hidráulica no modifica la permeabilidad, sino que “crea” permeabilidad (por fracturas), luego las fracturas son las que hacen posible la producción de los hidrocarburos (Ahmed *et al.*, 2016) almacenados en el espacio de los poros inorgánicos (hidrocarburo libre), o el adsorbido en la materia orgánica; según ese constructo, se asume que la matriz es prácticamente impermeable, por tanto, lo que realmente aporta al recobro es la complejidad de las fracturas creadas y la red de fracturas naturales y no la permeabilidad de la matriz (Ahmed *et al.*, 2016).

Otros autores señalan que la permeabilidad de la matriz es crítica (en un modelo dual de matriz-fracturas) para la caracterización de yacimientos, la realización de pronósticos de producción, la determinación de espaciamiento de los pozos, el diseño de los tratamientos de fracturamiento hidráulico, entre otras cosas (Sinha *et al.*, 2012).

De cualquier modo, se han propuesto metodologías diversas para la medición de la permeabilidad en este tipo de rocas. Uno de los métodos más comunes usado por la industria es la técnica del *Gas Research Institute*

(GRI) o sus variantes (Sakhaee-Pour y Bryant, 2012; Luffel *et al.*, 1992; Sinha *et al.*, 2012); otros métodos son la medición con flujo estado estable, medición por decaimiento de presión (en inglés, *pressure decay*), medición por pulso y decaimiento de presión (en inglés, *pressure pulse decay*).

Geoquímica y Petrografía Orgánica en YRG

La geoquímica y la petrografía orgánica son unas de las áreas que toma mayor importancia en la caracterización y evaluación de YRG, a través de su estudio es posible responder a interrogantes como:

- ¿La roca posee suficiente contenido orgánico?
- ¿El contenido orgánico presente en la roca se encuentra asociado a kerógeno y/o bitumen sólido?
- ¿Cuál es el tipo de kerógeno y/o de qué tipo son los hidrocarburos esperados?
- ¿Cuál es el estado de madurez térmica de la materia orgánica (MO)?
- ¿Hay presencia de hidrocarburos libres y producibles?
- Los HCs presentes en la roca, ¿fueron generados en la misma roca, o se generaron en otra roca y migraron hasta su ubicación actual?

Los anteriores cuestionamientos son fundamentales para la definición y dimensionamiento del potencial que podría tener una roca tipo *shale*; por ejemplo, es posible tener una roca con buena capacidad de almacenamiento e inclusive excelente contenido de materia orgánica, pero si la MO se encuentra en un estado de madurez térmica ‘inmaduro’, lo que se tendrá en el sistema poroso será principalmente kerógeno (materia orgánica insoluble), o en caso de contener HCs solubles, se trataría de HCs migrados, y por tanto no correspondería a un YRG.

Acerca de la pregunta sobre la producibilidad de los HCs que saturan la roca, uno de los criterios más aceptados es el propuesto por Jarvie (2012b), denominado *oil crossover effect*; este criterio se basa en el cruce del contenido de aceite (S1 de la pirólisis Rock-Eval) sobre la riqueza orgánica (TOC) (Jarvie, 2012b; Juliaio *et al.*, 2017), que equivale a cuando el índice de saturación de aceite (OSI) alcanza un valor de alrededor de 100 mg HC/g TOC o mayor (Jarvie, 2012b), lo cual ocurre cuando $S1 \geq TOC$. Según Jarvie (*ibid.*), cuando se da dicho cruce hay aceite potencialmente producible, sin embargo, la ausencia de cruce de aceite no excluye la posibilidad de tener aceite producible, pero representa substancialmente

un mayor riesgo basado estrictamente en resultados geoquímicos.

Juliao *et al.* (2015, 2017) y Suárez-Ruiz *et al.* (2016) señalan la existencia de una estrecha relación entre la porosidad orgánica y la presencia de bitumen sólido en la roca, evidenciando que los altos contenidos orgánicos encontrados en la secuencia Cretácea de la cuenca Valle Medio del Magdalena en Colombia (VMM), sugieren una mezcla de kerógeno y bitumen sólido. Este último se convierte en el principal contribuyente de los altos %TOC (hasta 15%TOC) calculados en rocas térmicamente evolucionadas (ventana de gas) de la secuencia del cretácico inferior (Formación Tablazo) en la cuenca VMM, en la cual se desarrolla porosidad orgánica (microporosidad) debido a que parte del bitumen sólido es craqueado.

La geoquímica emplea ciertas técnicas analíticas para responder a los interrogantes citados; entre las técnicas se encuentran: análisis de TOC, pirólisis Rock-Eval (P-RE), cromatografía de gases (GC), cromatografía y espectrometría de gases (GCMS), cromatografía de crudo total, análisis de isótopos totales, *Gas Chromatography + Isotope-Ratio Mass Spectrometry* (GCIRMS), hidropirólisis y *pyrolysis-gas chromatography* (pyGC) y *pyrolysis-mass spectrometry* (pyMS). Durante la caracterización en el laboratorio de roca generadora generalmente se realizan los análisis de TOC y P-RE, los demás análisis son más especializados y se realizan de forma selectiva. Por otra parte, la petrografía orgánica actúa de manera complementaria a la geoquímica a través de dos técnicas: (1) microscopía óptica de luz blanca reflejada y fluorescencia, y (2) microscopía óptica de luz transmitida y fluorescencia. La primera técnica permite medir la reflectancia de la vitrinita, el bitumen sólido o cualquier otra partícula orgánica que pueda servir como paleotermómetro. La segunda técnica permite caracterizar el tipo de kerógeno y estimar la madurez térmica a través del Índice de Coloración de Esporas (ICE), Índice de Alteración Térmica (IAT) u otras estimaciones visuales de la coloración de la materia orgánica.

Criterios de selección de zonas de interés

En el proceso de evaluar integralmente un *shale* y determinar las zonas prospectivas para una posible explotación como yacimiento de roca generadora, ya sea de *shale gas* o de *shale oil*, se requiere información sobre ciertos parámetros que han sido definidos por diversos autores como prioritarios en este tipo de

formaciones. En la Tabla 3 se recopilan los parámetros que, por el criterio de algunos autores, son los más claves técnicamente para determinar productividad de una formación generadora.

Tabla 3. Parámetros claves en la determinación del potencial de YRG.

Parámetros	Referencias
Riqueza orgánica / TOC	[1], [2], [3], [4], [10], [11]
Tipo de materia orgánica / Kerógeno	[1], [2], [3], [4], [11]
Nivel de madurez	[1], [3], [4], [11]
Litofacies	[3]
Espesor y área	[1], [4], [8], [11]
Mineralogía	[1], [4], [11]
Propiedades mecánicas, fragilidad	[3], [4], [8], [10], [11]
Hidrocarburos libres/ producibles y contenido de gas (gas libre, gas <i>in place</i>)	[5], [7], [9], [10], [11], [12]
Saturación de agua	[6], [7]
Porosidad	[6], [8]
Permeabilidad	[9], [10], [11]
Fracturas naturales	[10], [11]
Presión y presión de poro	[11]
Régimen de esfuerzos	[13], [14]

Referencias: [1] (Passey *et al.*, 2010), [2] (Glorioso y Rattia, 2012), [3] (Philp, 2015), [4] (Buller *et al.*, 2010), [5] (Rickman *et al.*, 2008), [6] (Harilal y Tandon, 2012), [7] (Piedrahita y Aguilera, 2018), [8] (Wang y Gale, 2009), [9] (Sinha *et al.*, 2012), [10] (Walles, 2004), [11] (Halliburton, 2011), [12] (Jarvie, 2012b), [13] (Ortiz, A., comunicación verbal) [14] (Carvajal-Jimenez *et al.*, 2012).

Como se puede ver en la Tabla 3, los autores frecuentemente coinciden en dar mayor importancia en la evaluación a los siguientes parámetros: TOC, tipo de materia orgánica, madurez, espesor, fragilidad, hidrocarburos libres y contenido de gas. Sin embargo, todos los parámetros aportan a la caracterización y evaluación de las formaciones tipo *shale*.

En la Tabla 3 se pueden visualizar los parámetros para tener en cuenta en la evaluación, pero, además de conocer los parámetros es necesario definir los límites

(en inglés, *cut-offs*) entre los cuales estos parámetros son considerados como positivos o negativos al momento de evaluar la calidad del yacimiento. Para tal fin, se han venido revisando y compilando los rangos de valores para las diferentes variables, y los intervalos en los cuales estas variables serán favorables, aceptables o desfavorables para considerar un *shale* prospectivo para la producción de aceite y/o gas. En la Tabla 4 se presentan los criterios que se han venido analizando y que se utilizan en la metodología propuesta.

Como se puede observar en la Tabla 4, para algunas variables son deseables los valores altos, mientras que para otras son deseables los valores bajos e incluso, en algunos casos, se desean valores dentro de un intervalo, como es el caso de la madurez por Reflectancia Vitrinita (Ro), para la cual, dependiendo del tipo de Kerógeno, serán deseables valores por encima de un límite mínimo (por ejemplo 0,5 –por debajo del cual se estaría hablando de zonas inmaduras sin generación de hidrocarburos–)

y bajo un límite máximo (aproximadamente hasta 1,35 para generación de aceite). Según Whitson y Brulé (2000), valores de Ro entre 1,15 y 1,5 se relacionan aproximadamente con gas condensado y húmedo.

En la cuarta columna de la Tabla 4 se encuentran los intervalos de tolerancia para que la propiedad relacionada con esta variable esté dentro del rango aceptable (escenario considerado admisible para un *shale* prospectivo) en la evaluación. Los valores de las variables en el rango favorable (quinta columna) son aquellos que, superando el rango aceptable, se valoran como óptimos en una formación de roca generadora.

En la Tabla 4, columna 'Ref.', se relacionan las referencias bibliográficas de las cuales se han tomado los valores límite (*cut-offs*), entre los cuales se encuentran algunos definidos por los autores de acuerdo con los resultados de laboratorio obtenidos en formaciones tipo *shale* colombianas.

Tabla 4. Criterios de calidad en YRG.

Área	Parámetro	Shale gas** / Shale oil*			Ref.	
		Valores límite [<i>cut-offs</i>]				
		Desfavorable	Aceptable	Favorable		
Mineralogía	Contenido de arcilla (%)	> 30	30-20	< 20	[2], [A]	
	Contenido de cuarzo (%)	> 40*	< 40*	--	[7]	
	Contenido de carbonatos (%)	< 40	40-50	> 50	[2], [A]	
Petrofísica	Porosidad (%)	< 2	3-4	> 4	[1], [8]	
	Permeabilidad (nD)	< 100	> 100	--	[2], [8]	
	Saturación de agua (%)	> 40	< 40	--	[2]	
	Saturación de gas (%)**	> 45	< 45	--	[8]	
Geoquímica	TOC (%w)	< 2	2 - 3	> 3	[1], [2]	
	Ro (%) ****	< 1,15	1,15 - 1,25	> 1,25	[3], [4], [11]	
		< 1,1	1,1 - 1,4	1,4 - 3,2	[9], [10]	
	Para shale gas**	< 0,5 y > 1,35	0,5 - 0,9	0,9 - 1,35	[3], [11]	
		< 0,6	0,6 - 0,85	0,85 - 1,1	[A]	
	OSI (mg HC / g TOC)*	< 70	70 - 100	> 100	[5], [A]	
Geomecánica	Contenido de gas (scf/ton)	< 100	> 100	--	[7]	
	BI mineralógico	< 100	70 - 100	> 100	[A]	
	Módulo de Young (MMpsia)	< 0,4	0,4 - 0,6	> 0,6	[6]	
Otros	Relación de Poisson (estático)	< 0,25	0,2 - 0,4***	> 0,4***	[A]	
	Espesor (ft)	< 30	20 + z/150	30+z/120	[1], [2]	
		< 100*	> 100*	--	[7]	

Notación: Ref.= referencias, z= profundidad (ft), **cut-offs* aplicables exclusivamente para *shale oil*, ***cut-offs* aplicables exclusivamente para *shale gas*, OSI= índice de saturación de aceite (*Oil Saturation Index*), BI= índice de fragilidad (*brittle index*) calculado a partir de composición mineralógica y ecuación de Hu *et al.* (2015) o Wang y Gale (2009). **Notas:** ****cut-offs* aplicables a BI derivado de Wang y Gale (2009). Nota: Los límites de Sw aplican al ser derivados de: medición de núcleos (Boyer *et al.*, 2006) y/o registros de pozo (Sondergeld *et al.*, 2010). ****Los límites de Ro son tentativos, ya que estos pueden ser alterados por factores como la composición de la materia orgánica (~ tipo de kerógeno), pero proveen indicios sobre el tipo y fase de producto probable.

Referencias: [1] (Wang y Gale, 2009), [2] (Sondergeld *et al.*, 2010), [3] (Jarvie, 2017), [4] (Jarvie, 2008), [5] (Jarvie, 2012a), [6] (Perez-Carrillo *et al.*, 2016), [7] (Halliburton, 2011), [8] (Boyer *et al.*, 2006), [9] (Glorioso y Rattia, 2012), [10] (Pal *et al.*, 2015), [11] (Whitson y Brulé, 2000), [A] Autores.

Metodología

La presente metodología ofrece una herramienta para la interpretación integrada de variables medibles con el fin de definir zonas, en formaciones tipo *shale*, con alto potencial para producir HCs. La metodología integra resultados de mediciones en laboratorio de propiedades petrofísicas, mineralógicas, geoquímicas y geomecánicas de muestras de *core* o riñones.

La interpretación se realiza con la ayuda de dos indicadores: un indicador visual y otro cuantitativo; los dos criterios funcionan de acuerdo con los *cutoffs* recopilados y presentados en la Tabla 4, como se explica a continuación.

Indicador visual

Este indicador funciona con la asignación de banderas de acuerdo con los valores variables. Existen tres tipos de banderas: (1) favorable, (2) aceptable y (3) desfavorable; cada bandera ha sido relacionada con un color según como se muestra en la Tabla 5.

Una vez se tengan organizadas en una hoja de cálculo todas las variables de entrada, se ingresan los límites que determinan si la variable está en la zona favorable, aceptable o desfavorable; posteriormente, con la ayuda de un algoritmo se asigna a cada dato la bandera que le corresponde. Este proceso da como resultado un mapa de calidad que permite visualizar los intervalos de mejor calidad, siendo estos aquellos que presentan banderas favorables continuas horizontalmente, o en su defecto que se intercalen con banderas aceptables.

Tabla 5. Banderas.

Color	Bandera
Verde	Favorable
Ambar	Aceptable
Rojo	Desfavorable

Indicador cuantitativo

El indicador cuantitativo tiene en cuenta dos sub-indicadores: índice de calidad (QI) y suma máxima (SumMax). El índice de calidad puede tener valores entre 0 y 100, y es una calificación numérica de

las zonas de acuerdo con el valor de los diferentes parámetros, los cuales son ponderados con base al nivel de importancia de estos dentro de la evaluación.

La ponderación de cada variable se asignó de acuerdo con lo consultado en la literatura (ver Tabla 3), el criterio de los autores y consultas a expertos en las diferentes áreas. La ponderación de variables propuesta es la que se presenta en la Tabla 6 (columna ‘ponderación’); esta ponderación puede ser extendida a variables adicionales que se deseen añadir a la evaluación integrada; adicionalmente, los valores de ponderación pueden ser ajustados de acuerdo con el criterio propio de la persona que realiza la evaluación. En este caso, las variables con mayor “peso” en la ponderación son Ro y OSI —aplicable para *shale oil*—, esto se basa en que un *shale* puede poseer buenas propiedades petrofísicas, mineralógicas, geomecánicas y abundante materia orgánica, pero si esta materia orgánica no se encuentra en un estado de madurez apropiado no habrá presencia de HCs comerciales; por otro lado, si la materia orgánica se encuentra en la ventana de generación de aceite, el OSI sería un indicador de la proporción del aceite que sería potencialmente producible (Jarvie, 2012b).

El valor que suma cada variable a la valoración ponderada de cada muestra se encuentra entre 0 y 10 (‘escala base’) y depende de su calidad, si es favorable suma 10 unidades, si es aceptable suma 5 unidades y si es desfavorable no suma (0 unidades). El valor asignado a cada variable de acuerdo con su calidad es multiplicado por el respectivo factor de ponderación (‘ponderación’). Retomando la ponderación de la Tabla 6, la suma ponderada máxima para una muestra es de 61 unidades; esa sería la suma bruta de una muestra con información disponible de las 11 variables y con calidad ‘favorable’ en todas.

El valor obtenido en la ponderación de propiedades por muestra es normalizado con el valor de ponderación máximo (SumMax) para la muestra correspondiente, el cual puede variar debido a que no siempre están disponibles todos los datos (en este caso de 11 variables) de todas las muestras. La suma ponderada y normalizada con el valor de ponderación máxima es el índice de calidad (QI).

Tabla 6. Propuesta de ponderación de variables.

Área	No.	Parámetro	Escala base		Ponderación (0-1)	Escala Ponderada
			Li	Ls		
Petrofísica	1	Porosidad (%)	0	10	0,6	0 - 6
	2	Permeabilidad (μD)	0	10	0,3	0 - 3
Mineralogía	3	Contenido de Qz + C (%)	0	10	0,4	0 - 4
	4	Contenido de Arcilla (%)	0	10	0,4	0 - 4
Geoquímica	5	TOC (%)	0	10	0,6	0 - 6
	6	OSI*	0	10	0,9	0 - 9
	7	Ro (%)	0	10	0,9	0 - 9
	8	PI = S1/(S1+S2)	0	10	0,4	0 - 4
Área	No.	Parámetro	Escala base		Ponderación (0-1)	Escala Ponderada
			Li	Ls		
Geomecánica	9	BI	0	10	0,5	0 - 5
	10	Módulo de Young (MMpsia)	0	10	0,6	0 - 6
	11	Relación de Poisson	0	10	0,5	0 - 5
Total			0	110	6,1	0 - 61

Notación: Li= Límite inferior, Ls= Límite superior, Qz= Cuarzo, C= Carbonatos, BI= índice de fragilidad (*brittle index*) calculado a partir de composición mineralógica y ecuación de Hu *et al.* (2015) o Wang y Gale (2009) o preferiblemente derivado de pruebas geomecánicas, PI= índice de productividad (productivity index), OSI= índice de saturación de aceite (*Oil Saturation Index*) (S1/TOC*100), S1= Pico S1 de la P-RE, S2= Pico S2 de la P-RE. *El criterio del OSI no es aplicable para yacimientos de *shale gas*.

El asunto de la disponibilidad de información se aborda con el segundo indicador: SumMax. El indicador SumMax es la valoración máxima que se puede obtener con los parámetros disponibles de cada profundidad, este se calcula con la Ecuación 1. Una vez se tengan los SumMax, se calcula la suma ponderada ($\sum P_{ci} w_i$) y el QI por muestra de acuerdo con la Ecuación 2.

$$SumMax_i = 10 * p_i \quad (1)$$

Donde:

SumMax_i= Suma ponderada máxima de la muestra i
 p_i = número de parámetros disponibles de la muestra i
i= índice de muestra

$$QI_i = (\sum_{i=1}^n P_{ci} w_i * 100) / SumMax_i \quad (2)$$

Donde:

QI= índice de calidad (valores 0-100)

n= número de muestras

Pc= puntaje según calidad de la propiedad (0, 5 o 10)
w= factor de ponderación (columna ‘Ponderación’ en la Tabla 6)

SumMax= Suma ponderada máxima

El puntaje (Pc) depende de la calidad de la propiedad, *i.e.*, favorable (10), aceptable (5) o desfavorable (0). La valoración final, aplicando el indicador cuantitativo, no se basa solamente en el índice de calidad (QI), sino que se deben tener en cuenta SumMax y QI simultáneamente, ya que un SumMax alto dará más “peso” al QI obtenido, mientras que un SumMax bajo hace que el QI pierda significancia.

El cálculo de los indicadores (QI y SumMax) puede ser ejecutado con algoritmos de programación que agilicen el proceso. Se debe tener en cuenta que los indicadores QI y SumMax no definen por sí solos las mejores zonas, sino que son una herramienta para hacer más eficiente la interpretación, la cual se debe realizar a partir de una combinación de estos dos indicadores (visual y cuantitativo) y otros criterios propios del analista.

Se han observado algunas reglas de la mano derecha para la interpretación, como son:

1. Las muestras con un número de parámetros/variables disponibles menor de 6 (de los 11 parámetros tenidos en cuenta), no pueden ser descritas como de calidad alta, media o baja porque

- no se tiene suficiente información para llegar a concluir.
2. Se descartan las zonas con un QI < 50%.
 3. Muestras con QI $\geq 50\%$ se deben analizar detenidamente.
 4. Las muestras con un QI $> 67,27\%$ son de buena calidad si no son excluidas por la condición 1 y han pasado exitosamente la revisión de la condición 3.

Apliación de la metodología

La construcción y aplicación de la metodología se realizó a partir muestras de *core* y ripios de pozos colombianos que fueron muestreados en la Formación La Luna y el Grupo Olini, en la cuenca del VMM. Se presentarán los resultados de la aplicación de la metodología de integración y determinación de zonas de interés en dos pozos evaluados, cuyos nombres y ubicación exacta no se mencionan debido a la confidencialidad de la información.

Los análisis de laboratorio fueron realizados en el Centro de Innovación y Tecnología - ICP de Ecopetrol, en el marco de las actividades de caracterización de formaciones tipo *shale*. En los laboratorios del Centro de Innovación y Tecnología - ICP, las muestras pasaron por la ruta analítica que consta de los laboratorios de Petrofísica Básica, Petrofísica Especial, Procesamiento Geológico (DRX, SEM, Petrología), Geoquímica y Geomecánica, los cuales cuentan con certificación de calidad en sus procedimientos.

Marco geológico

La sección analizada en el Pozo 1 pertenece a la Formación Salada del intervalo estratigráfico denominado “Formación La Luna” (Cenomaniano-Santoniano) (Terraza-Melo, 2019), generada como resultado de un ascenso del nivel base durante el Cenomaniano tardío que indujo una ligera profundización de la cuenca y un descenso de aporte detrítico, el cual llevó a una lenta deposición de un *shale* negro laminado o caliza micrítica de facies pelágicas ricas en materia orgánica en la parte distal de la cuenca (Sarmiento, 2011). La Formación La Luna ha sido subdividida, de base a tope, en tres formaciones (identificadas como ‘miembros’ por algunos autores): Salada, Pujamana y Galembo; la Formación Salada exhibe un espesor de entre 50 y 131 m (Morales *et al.*, 1958 citado por Juliao *et al.*, 2015), está compuesta por *shales* negros y fuertemente calcáreos, nódulos y iodolitas con pirita (Juliao *et al.*, 2015).

El intervalo presentado del Pozo 2 pertenece al Grupo Olini –en la cuenca del VMM (Ballesteros-Torres *et al.*, 2013; Restrepo *et al.*, 2004)–, datado entre el Santoniano temprano y el Campaniano tardío. El Grupo Olini fue definido por De Porta (1965 citado por Vergara, 1997) como un grupo conformado por dos unidades de *chert* (Lidita Inferior y Superior) separadas por un nivel de lutitas. De acuerdo con Vergara (1997), la Lidita Inferior consiste en *cherts* oscuras fracturadas en bloques que exhiben capas con estratificación rítmica de 1 a 15 cm de espesor alternadas con *shale* laminadas, y láminas fosfáticas. La Lidita Superior exhibe más láminas fosfáticas que la Lidita Inferior, las cuales se concentran preferencialmente sobre el tope de superficies de erosión (Vergara, 1997).

Pozo 1

Del pozo 1 se contó con la evaluación de las propiedades petrofísicas básicas de 23 plugs; de estos se seleccionaron muestras para Presión Capilar por Inyección de Mercurio. Los análisis de porosidad y permeabilidad se llevaron a cabo en un porosímetro y permeámetro automático con sistema de confinamiento hidrostático triaxial, que utiliza la ley de Boyle para calcular el volumen poroso y flujo de gas en estado inestable para la medición de permeabilidad. Los análisis composicionales y texturales (DRX, SEM y petrología) fueron realizados en 43 muestras; geoquímicamente se estudiaron 39 muestras, de las cuales se hizo una selección para estudio de petrografía orgánica. Adicionalmente, se seleccionaron 23 muestras para ensayos acústicos.

Antes de realizar la interpretación integrada de los pozos, se realiza una evaluación individual por áreas de estudio. Petrofísicamente, se reporta de la Formación Salada porosidad media de 2,35% y permeabilidad al aire media (geométrica) de 3,91 uD (donde las permeabilidades correspondientes con 3806,7 uD y 246,8 uD –Tabla 7– se excluyeron del cálculo por no representatividad). Mineralógicamente se encontró predominio de litología calcárea hacia mixta y una morfología de aspecto compacto sin laminación preferencial con una matriz de carbonato de calcio, cuarzo microcristalino e interestratificados. Los cálculos de índice de fragilidad (*Brittle Index*) con base en la composición arrojan índices de fragilidad altos (promedio de 0,8). Los contenidos de materia orgánica están entre razonables y excelentes; se determinó kerógeno tipo II en un estado de inicio de ventana de aceite a madurez temprana.

En la Tabla 7 se muestran los resultados de la aplicación de la metodología de integración en una sección Pozo 1; en esta tabla se puede visualizar la distribución de colores de las columnas entre 3 y 11 de acuerdo con la calidad de las propiedades; los espacios en blanco corresponden a datos no disponibles. En la columna 12 se encuentra la suma ponderada, en la columna 13 el indicador SumMax y en la columna 14 el QI. Cómo se puede ver, el QI más alto obtenido es de 100%, sin embargo, este valor no es significativo por el SumMax correspondiente. Los QI restantes se encuentran entre 29 y 74%, los QI mayores de 60% se encuentran dispersos y no se ve continuidad horizontal en el criterio visual, lo cual inicialmente no arroja zonas de interés en el intervalo.

Por otro lado, se observa que el intervalo B es un intervalo con buena capacidad de almacenamiento, alto índice de saturación de aceite, pero presenta bajos niveles de TOC; este intervalo se encuentra rodeado por dos zonas (A y C) con alto TOC, y bajos índices de saturación de aceite. Esta intercalación de propiedades se ajusta al modelo propuesto por Jarvie *et al.* (2007), en el cual se plantea que la zona intermedia, aunque tiene poca capacidad de generar HCs, ha sido receptora de HCs provenientes de las zonas circundantes que tienen alto TOC, por lo que este intervalo intermedio (B) se identifica como zona con potencial para producción de HCs. Esto es un ejemplo de la aplicación conjunta de los indicadores de interpretación junto con el discernimiento del analista.

Tabla 7. Aplicación de metodología - Pozo 1 - Formación La Luna.

Fm	PM	COT	(S1/	Ro_	Porosidad	Permeabilidad	Min_	BI_Hu,	Sum.	Sum.	QI	
		LECO	TOC)*100	eqTmax	efectiva	Klinkenberg	arcillosos	Qz + C				
ft	% Wt	mgHC/	gTOC	%	%	uD	%	%	fraction	unitless	Q.	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	12	13	14
La Luna - Salada	A	4,63	59	0,65			19,00	69,67	0,67	31,5	52	60,6
		4,31	28	0,67			55,00	28,50	0,27	12,5	43	29,1
		7,25	34	0,77	0,8	3806,7	36,00	50,00	0,47	26,5	51	52,0
		4,54	48	0,79			2,50	91,50	0,88	29	43	67,4
		4,88	42	0,58	2,1	2,6	5,27	87,50	0,84	32,5	51	63,7
		2,04	20	0,45	2,8	0,9	47,00	29,50	0,29	18,5	51	36,3
	B	0,50	272	0,46			0,00	96,50	0,96	23	43	53,5
					1,1	1,2				5	8	62,5
		0,58	188	0,49			2,00	96,00	0,95	23	43	53,5
		0,68	148	0,49			2,33	94,83	0,95	23	43	53,5
		0,73	176	0,49	3,5	1,4	0,00	93,50	0,93	31	51	60,8
		0,67	170	0,47	6	2,4	1,80	93,60	0,93	31	51	60,8
	C				6,5	10,1				8	8	100,0
		0,56	114	0,73			2,00	95,00	0,95	32	43	74,4
		4,37	39	0,75	0,5	9,9	25,00	66,50	0,64	29	51	56,9
		2,91	46	0,77			12,00	82,33	0,80	29	43	67,4
		1,83	51	0,77	0,7	0,9	2,67	92,00	0,90	28	51	54,9
		4,639	53,221	0,75			9,00	85,00	0,81	29	43	67,4
		4,26	44	0,77	1,1	0,4000	5,00	89,00	0,86	34	51	66,7
		3,47	52	0,73			24,00	69,00	0,67	27	43	62,8
		0,98	81	0,67			2,50	92,50	0,92	23	43	53,5
		4,76	41	0,77	0,9	0,6	30,00	61,50	0,59	28,5	51	55,9
		3,41	40	0,75	2,2	246,8	41,00	52,67	0,51	30	51	58,8

BI= *Brittle Index*, COT-LECO= Carbono Orgánico Total, Ro= Reflectancia Vitrinita, Qz= cuarzo, C= carbonatos, S1= Pico S1 de la P-RE.

Pozo 2

Del pozo 2 se contó con 296 resultados de laboratorio, entre los cuales 38 son de análisis de muestras tipo ripios de zanja húmeda (en inglés, *wet-cuttings*). Las muestras fueron analizadas geoquímica, composicional y texturalmente (por DRX, SEM y petrología). En el intervalo, el Gp. Olini redonda en mineralogías: cuarzosa rica en minerales arcillosos, cuarzosa y mixta, con algunas muestras enriquecidas en carbonatos hacia la base. Se determinó una petrofacie de arcillolita con foraminíferos debido a la presencia de fragmentos minerales y cavidades de foraminíferos en una matriz fina de cuarzo microcristalino, micrita e interestratificados. Geoquímicamente se identificó

riqueza orgánica entre muy buena y excelente, kerógeno tipo II, madurez entre inicio de ventana de aceite y madurez temprana.

Los resultados de la aplicación de los dos indicadores en un intervalo del Pozo 2 se presentan en la Tabla 8. En este caso se observa, en el intervalo analizado, valores de QI (columna 14) entre 57 y 96%, además, el criterio visual muestra continuidad horizontal, e inclusive vertical, de banderas favorables y aceptables. Los dos indicadores apuntan a un intervalo de buena calidad; en la columna 15 se señalan los QI mayores de 80%, mostrando la mejor zona continua en el intervalo A.

Tabla 8. Aplicación de metodología - Pozo 2 – Grupo Olini.

Fm	PD	COT	(S1/	Ro_	Min_	Qz + C	BI_Wang	BI_Hu,	Sum.	Sum.	QI	80	HQ
	ft	LECO	TOC)*100	EquivTmax	arcillosos		y Gale, 2009	2015		Max.			
1	2	3	4	5	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Grupo Olini		4,52	86,36	0,71	22	70,5	40,6	63,93	38,5	45	85,6	X	
		4,31	90,08	0,67	22	70,5	62,2	64,23	34	45	75,6		
		4,25	80,94	0,69	26	67,5	56,2	61,39	34	45	75,6		
		2,97	58,36	0,70	58	36	26,3	33,18	25,5	45	56,7		
		4,21	108,66	0,69	26	64	55,2	61,42	38,5	45	85,6	X	
		4,34	107,80	0,69	25	67	51,4	65,17	38,5	45	85,6	X	
		4,42	84,24	0,75	10	83	64,5	70,87	40,5	45	90,0	X	
		4,66	84,71	0,65	40	51	39,3	49,68	32	45	71,1		
		4,72	78,24	0,75	9	84	71,3	62,85	40,5	45	90,0	X	
		4,89	78,96	0,69	11	82,5	70,5	61,97	36	45	80,0	X	
		5,01	88,97	0,69	29	62	49,5	59,99	34	45	75,6		
		5,75	83,60	0,67	31	58,5	50,1	56,05	32	45	71,1		
		4,22	105,34	0,69	25	67	47,3	65,24	38,5	45	85,6	X	
		4,64	100,97	0,69	22	70	55,3	68,17	38,5	45	85,6	X	
		4,63	110,94	0,69	11	81,5	65,2	81,15	40,5	45	90,0	X	
		4,53	119,96	0,67	24	68,25	57,4	66,01	38,5	45	85,6	X	
		4,04	139,71	0,65	7	85,5	78,2	77,85	40,5	45	90,0	X	
	A	4,19	199,71	0,58	16	77	66,2	74,87	40,5	45	90,0	X	
		4,52	77,63	0,69	69	22,833	20,3	21,53	30	45	66,7		
		4,49	183,84	0,63	9	83,7	69,0	81,74	40,5	45	90,0	X	
		3,82	175,07	0,67	24	68,7	52,1	67,75	38,5	45	85,6	X	
		3,58	117,99	0,71	29	62,5	46,0	60,82	43	45	95,6	X	
		3,73	89,74	0,71	17	75,5	48,8	68,29	40,5	45	90,0	X	
		4,26	85,42	0,69	49	43,25	30,8	42,20	32	45	71,1		
		4,79	86,61	0,73	30	61,5	48,6	59,17	38,5	45	85,6	X	
		4,91	81,26	0,69	40	52,25	39,8	50,52	32	45	71,1		
		4,97	78,67	0,71	13	80,25	60,0	68,59	40,5	45	90,0	X	
		6,17	72,61	0,67	30	60,3	44,3	57,73	34	45	75,6		
		5,44	81,65	0,69	27	62,5	40,9	60,04	34	45	75,6		
		3,99	81,86	0,65	45	42,9	33,7	41,55	32	45	71,1		
		3,71	103,99	0,69	26	64	42,7	61,71	38,5	45	85,6	X	

BI= Brittle Index, COT-LECO= Carbono Orgánico Total, Ro= Reflectancia Vitrinita, Qz= cuarzo, C= carbonatos, S1= Pico S1 de la P-RE.

Discusión

Los criterios e indicadores producto de esta metodología aportan a la viabilización técnica de proyectos en YRG, puntualmente a la evaluación integrada a partir de análisis de muestras en laboratorio, la cual usualmente se realiza de forma extensiva, lo que conlleva a contar con una gran densidad de datos.

Con la metodología desarrollada se facilita el manejo de esos datos en el proceso de caracterización y evaluación integrada. El indicador visual es una herramienta sencilla y clara porque se apoya en una habilidad básica, y casi intuitiva, del ser humano, la identificación de colores y su relacionamiento con algún hecho.

Ya que el indicador visual es subjetivo en cierta medida, la metodología se complementa con el indicador cuantitativo que tiende a ser más objetivo porque asigna una valoración de acuerdo con los criterios predefinidos, y los cuales se han fijado con base en estándares aceptados por la industria en la evaluación de rocas generadoras y que tienen sustento bibliográfico en trabajos e investigaciones realizadas a nivel mundial. Es importante señalar, que los límites (*cut-offs*) incluidos en el presente artículo están sujetos a ser actualizados o ampliados, de acuerdo con estudios que modifiquen los estándares aceptados en un momento dado.

La aplicación de la metodología a pozos colombianos ha demostrado la practicidad de la metodología para evaluación de zonas de interés e identificación de intervalos potencialmente productores, sin embargo, se resalta la necesidad de complementar la integración con las observaciones propias de la persona que realiza la interpretación de los resultados.

Conclusiones

La revisión de la literatura permitió conocer los parámetros considerados claves en caracterización de YRG, los cuales son consolidados en la Tabla 3. En esta revisión de parámetros se encontraron coincidencias en las variables que los autores señalan como más importantes tales como porosidad, riqueza, calidad y madurez de la materia orgánica, *oil crossover effect*, fragilidad, presión de poro, régimen de esfuerzo.

La recopilación de conocimiento previo y aceptado en el campo de la caracterización y evaluación de

YRG, y su transcripción a manera de *cut-offs* (Tabla 4) —que son insumos de la metodología—, brinda un marco conceptual para realizar una valoración objetiva de la calidad de propiedades medibles. Este marco de evaluación, así como la propuesta metodológica, es adaptable a la cantidad de información disponible, susceptible a ser actualizado y “alimentado” con nuevos descubrimientos y avances en el estado del conocimiento.

Existen diferentes enfoques desde los cuales se plantean flujos de trabajo para evaluar de calidad de roca en este tipo de yacimientos, según la manera en que estos enfoques se orientan para abordar el tema, se encuentran trabajos que destacan y/o se fundamentan en parámetros composicionales (Walles, 2004), en el concepto de unidades de flujo (Aguilera, 2014), en la generación de petrofacies (Perry y Haye, 2019), en las propiedades geoquímicas (Jarvie, 2012a), mientras que otros trabajos presentan una visión integradora de diferentes tipos de parámetros y fuentes de información (Boyer *et al.*, 2006; Wang y Gale, 2009; Piedrahita y Aguilera, 2018), como es el caso de la presente metodología, que plantea (a) la clasificación de propiedades de acuerdo con su calidad (Tabla 5) y (b) la ponderación de parámetros de acuerdo con su importancia (Tabla 6), para generar dos indicadores (uno visual y otro cuantitativo —definido heurísticamente—) que funcionan como herramientas para la interpretación integrada de resultados de laboratorio y determinación de intervalos potencialmente productores.

En el contexto actual de exploración del potencial de YRG en las cuencas colombianas, la aplicación de la metodología ha demostrado que plantea un flujo de trabajo eficiente, sin embargo, es sabido que, con el desarrollo de la explotación en Colombia, se deberán contrastar y ajustar los criterios adoptados, lo cual es posible gracias a la flexibilidad de la estructura metodológica.

Agradecimientos

Se resalta el trabajo realizado por los laboratorios de Petrofísica, Procesamiento Geológico, Geoquímica, Petrografía Orgánica y Geomecánica del Centro de Innovación y Tecnología – ICP de Ecopetrol, quienes proporcionaron los datos de entrada para la elaboración y aplicación de la propuesta metodológica. Se reconoce el apoyo recibido por parte de Ecopetrol y la Universidad Industrial de Santander (UIS) para

el desarrollo y la publicación del presente trabajo. Agradecemos los aportes conceptuales de Robert Márquez (Ecopetrol). También agradecemos a John F. Ceron (Fundación XUA ENERGY), Alberto Ortiz (NZA Solutions - Instituto Tecnológico de Buenos Aires) y César Alberto Mora (Kuenka Asesorías Geológicas) por su detallada revisión y enriquecedores aportes conceptuales y técnicos al contenido del manuscrito.

Referencias

- Aguilera, R. (2014). Flow units: from conventional to tight-gas to shale-gas to tight-oil to shale-oil reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 17(02), 190-208. <https://doi.org/10.2118/165360-PA>
- Ahmed, U.; Meehan, D.N.; Akkutlu, I.Y. (2016). Epilogue. In: U. Ahmed; N.D. Meehan (eds.). *Unconventional oil and gas resources: exploitation and development* (pp. 25.1-25.5). Chapter 25. CRC Press.
- Akkutlu, I.Y. (2019). Resource assessment for shale gas/oil. Centro de Innovación y Tecnología – ICP, Ecopetrol, Piedecuesta, Colombia.
- Ballesteros-Torres, C.I.; Galvis-Portilla, H.A.; Higuera-Díaz, I.C.; Marfisi, N.K.; De la Parra, F.; Céspedes, S.P.; Cantisano, M.T.; Forero, S.P.; Barrera, P.A.; Rodríguez, C.E.; Zamora, W.H.; Restrepo, D.P.; Cerón, J.; Castillo, R.D. (2013). Anotaciones acerca de la estratigrafía del intervalo Cenomaniano-Campaniano atravesado por el pozo La Luna-1, Cuenca Valle Medio del Magdalena. *XIV Congreso Colombiano de Geología*, Bogotá, Colombia.
- Bejarano, A.; Ortiz-Murcia, R.D.; Pérez-Carrillo, E.R. (2017). Caracterización petrofísica de yacimientos no convencionales a partir de registros de pozos: nuevo modelo de evaluación e interpretación. *XVII Congreso Colombiano de Petróleo y Gas*. Bogotá, Colombia.
- Boyer, C.; Kieschnick, J.; Suarez-Rivera, R.; Lewis, R.E.; Waters, G. (2006). Producing gas from its source. *Oilfield Review*, 18(3), 36-49.
- Buller, D.; Hughes, S.N.; Market, J.; Petre, J.E.; Spain, D.R.; Odumosu, T. (2010). Petrophysical evaluation for enhancing hydraulic stimulation in horizontal shale gas wells. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Florence, Italy. <https://doi.org/10.2118/132990-MS>
- Carvajal-Jimenez, J.M.; Mantilla-Hernández, H.D.; Ramírez, L.F. (2012). Caracterización geomecánica del pozo La Luna-1. Caracterización integrada de análisis de laboratorio del intervalo corazonado en el pozo La Luna-1, formaciones La Luna y Tablazo Cuenca VMM. Informe interno, Centro de Innovación y Tecnología - ICP, Ecopetrol. Piedecuesta, Colombia.
- Glorioso, J.C.; Rattia, A.J. (2012). Unconventional reservoirs: basic petrophysical concepts for shale gas. *SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition*. Vienna, Austria. <https://doi.org/10.2118/153004-MS>
- Halliburton. (2011). *Shale developments III*. Halliburton Energy Services.
- Harilal; Tandon, A.K. (2012). Unconventional Shale-gas plays and their characterization through 3-D seismic attributes and logs. *9th Biennial International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics*. Hyderabad, India.
- Hu, Y.; González-Perdomo, M.E.; Wu, K.; Chen, Z.; Zhang, K.; Yi, J.; Ren, G.; Yu, Y. (2015). New models of brittleness index for shale gas reservoirs: weights of brittle minerals and rock mechanics parameters. *SPE Asia Pacific Unconventional Resources Conference and Exhibition*. Brisbane, Australia. <https://doi.org/10.2118/177010-MS>
- Jarvie, D.M. (2008). Unconventional shale resource plays: shale-gas and shale-oil opportunities. *Fort Worth Business Press Meeting*. Fort Worth, USA.
- Jarvie, D.M. (2012a). Components and processes impacting production success from unconventional shale resource systems. *Shale Oil Symposium*. Wuxi, China.
- Jarvie, D.M. (2012b). Shale resource systems for oil and gas: part 2- shale-oil resource systems. In: J.A. Breyer (ed.). *Shale reservoirs: Giant resources for 21st Century* (pp. 89-119). AAPG Memoir 97.

- Jarvie, D.M.; Hill, R.J.; Ruble, T.E.; Pollastro, R.M. (2007). Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment. *AAPG Bulletin*, 91(4), 475-499. <https://doi.org/10.1306/12190606068>
- Jarvie, D.M. (2017). Perspectives on shale resource plays. In: I. Suárez-Ruiz; J. Graciano-Mendonça Filho (eds.). *The role of organic petrology in the exploration of conventional and unconventional hydrocarbon systems* (pp. 321-348). Vol. 1. Chapter 11. Bentham Science Publishers.
- Juliao, T.; Suárez-Ruiz, I.; Marquez, R.; Ruiz, B. (2015). The role of solid bitumen in the development of porosity in shale oil reservoir rocks of the Upper Cretaceous in Colombia. *International Journal of Coal Geology*, 147-148, 126-144. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2015.07.001>
- Juliao, T.; Márquez, R.; Suárez-Ruiz, I. (2017). Shale oil resource systems and solid bitumen. In: I. Suárez-Ruiz; J. Graciano-Mendonça Filho (eds.). *The role of organic petrology in the exploration of conventional and unconventional hydrocarbon systems* (pp. 169-204). Vol. 1. Chapter 6. Bentham Science Publishers.
- Luffel, D.L.; Guidry, F.K.; Curtis, J.B. (1992). Evaluation of Devonian shale with new core and log analysis methods. *Journal of Petroleum Technology*, 44(11), 1192-1197. <https://doi.org/10.2118/21297-PA>
- Pal, O.; Zogbhi, B.; Razzaq, W.A. (2015). Characterization of unconventional reservoir for development and production: an integrated approach. *SPE Middle East Unconventional Resources Conference and Exhibition*, Muscat, Oman. <https://doi.org/10.2118/SPE-172919-MS>
- Passey, Q.R.; Bohacs, K.M.; Esch, W.L.; Klimentidis, R.; Sinha, S. (2010). From oil-prone source rock to gas-producing shale reservoir – geologic and petrophysical characterization of unconventional shale gas reservoirs. *International Oil and Gas Conference and Exhibition*. Beijing, China. <https://doi.org/10.2118/131350-MS>
- Perez-Carrillo, E.R.; Velasquez, V. Nazareth de los Ángeles; Carreño-Parra, A.M.; Juliao-Lemus, T.M.; Gómez-Caro, J.J.; Márquez-Romero, R.E.; Pérez, M. del R.; Peña, L.F. (2016). Caracterización geoquímica y mineralógica (DRX-SEM-petrología) de los pozos Preludio-1, Norean-1, Reposo-1, Pital-1 y Las Lajas-1 (Cuenca VMM) y Atalea-1, Orion-1, Puli-3, Chawina 2ST (Cuenca Cordillera). Informe interno, Ecopetrol, Piedecuesta, Colombia.
- Perry, S.E.; Hayes, D. (2019). Presenting a multifaceted approach to unconventional rock typing and technical validation-case study in the Permian Basin and impacts on reservoir characterization workflows. *Petrophysics*, 60(5), 641-659.
- Philp, P. (2015). Petroleum and environmental geochemistry [memorias y apuntes]. Convenio Marco UIS-Ecopetrol No. 5211794, Acuerdo de Cooperación No. 6. Bucaramanga, Colombia: UIS, CENIVAM.
- Piedrahita, J.; Aguilera, R. (2018). Geochemical productivity index, IgP: an innovative way to identify potential zones with moveable oil in shale reservoirs. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Dallas, USA. <https://doi.org/10.2118/191644-MS>
- Restrepo-Pace, P.A.; Colmenares, F.; Higuera, C.; Mayorga, M. (2004). A Fold-and-thrust belt along the western flank of the Eastern Cordillera of Colombia – Style, kinematics, and timing constraints derived from seismic data and detailed surface mapping. In: K.R. McClay (ed.). *Thrust tectonics and hydrocarbon systems* (pp. 598-613). AAPG Memoir 82.
- Rickman, R.; Mullen, M.; Petre, J.E.; Grieser, W.V.; Kundert, D. (2008). A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: All shale plays are not clones of the Barnett Shale. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Denver, USA. <https://doi.org/10.2118/115258-MS>
- Sakhaee-Pour, A.; Bryant, S. (2012). Gas permeability of shale. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 15(4), 401-409. <https://doi.org/10.2118/146944-PA>
- Sarmiento, L.F. (2011). Middle Magdalena Basin. In: F. Cediol, G.Y. Ojeda (Eds.). *Petroleum Geology of Colombia, Geology and Hydrocarbon Potential* (Vol. 11). Fondo Editorial Universidad EAFIT - ANH.

- Sinha, S.; Braun, E.M.; Passey, Q.R.; Leonardi, S.A.; Wood III, A.C.; Zirkle, T.; Boros, J.A.; Kudva, R.A. (2012). Advances in measurement standards and flow properties measurements for tight rocks such as shales. *SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition*. Vienna, Austria.
- Sondergeld, C.H.; Newsham, K.E.; Comisky, J.T.; Rice, M.C.; Rai, C.S. (2010). Petrophysical considerations in evaluating and producing shale gas resources. *SPE Unconventional Gas Conference*. Pittsburgh, USA. <https://doi.org/10.2118/131768-MS>
- Suárez-Ruiz, I.; Juliao, T.; Suárez-García, F.; Marquez, R.; Ruiz, B. (2016). Porosity development and the influence of pore size on the CH₄ adsorption capacity of a shale oil reservoir (Upper Cretaceous) from Colombia. Role of solid bitumen. *International Journal of Coal Geology*, 159, 1-17. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.03.020>
- Terraza-Melo, R. (2019). 'Formación La Luna': expresión espuria en la geología colombiana. In: F. Etayo-Serna (eds.). *Estudios geológicos y paleontológicos sobre el Cretácico en la región del embalse del río Sogamoso, Valle Medio del Magdalena. Compilación de los Estudios Geológicos Oficiales en Colombia* (pp. 303-362). Vol. XXIII. Servicio Geológico Colombiano.
- Vergara, L.S. (1997). Stratigraphy, foraminiferal assemblages and paleoenvironments in the Late Cretaceous of the Upper Magdalena Valley, Colombia (part I). *Journal of South American Earth Sciences*, 10(2), 111-132. [https://doi.org/10.1016/S0895-9811\(97\)00010-2](https://doi.org/10.1016/S0895-9811(97)00010-2)
- Walles, F. (2004). A new method to help identify unconventional targets for exploration and development through integrative analysis of clastic rock property fields. *Houston Geological Society Bulletin*, 47(2), 35-49.
- Wang, F.P.; Gale, J.F.W. (2009). Screening criteria for shale-gas systems. *GCAGS Transactions*, 59, 779-793.
- Whitson, C.H.; Brulé, M.R. (2000). Phase Behavior. In: H.L. Doherty (eds.). *SPE Monograph Series*. Vol. 20. Society of Petroleum Engineers.

Fecha de recibido: 12 de febrero de 2020

Fecha de aprobado: 04 de marzo de 2021
