



Integración regional de datos de pirólisis, madurez térmica y espesores de las unidades cretácicas del Valle Medio del Magdalena. Implicaciones en la estimación de recursos no convencionales

Roberto Aquilera *RA GEOLOGIA E.U.* Bogotá, Colombia.

Resumen

El presente trabajo muestra los resultados de la integración de datos geoquímicos de pirólisis y madurez térmica de 170 pozos ubicados en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, junto con mapas regionales de distribución de espesores de las principales unidades cretácicas con potencial generador en la cuenca.

A partir de estos se ha realizado una estimación del potencial de recursos no convencionales de las mismas, teniendo en cuenta las tendencias de agotamiento obtenidas a partir de los datos geoquímicos, la distribución de madurez térmica y el espesor para cada unidad, que han permitido estimar de mejor manera el potencial de recursos no convencionales de la secuencia cretácica presente en la cuenca, reducir incertidumbres e identificar debilidades en la información y su posible impacto en las estimaciones de los recursos no convencionales de la cuenca, junto con la identificación de potenciales sweet-spots en la misma para este tipo de recursos.

Introducción

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena ha atraído importante interés en los últimos años como área potencial para la prospección de hidrocarburos no convencionales, debido a la presencia y preservación regional de espesas sucesiones de rocas de edad Cretácico, que han servido de fuente de los hidrocarburos encontrados en las trampas convencionales prospectadas en la cuenca.

Sin embargo, el estudio detallado de esta sucesión y su potencial como roca fuente se enfrenta a dos retos principales. El primero la distribución de la información geoquímica relevante tanto lateral como verticalmente en la cuenca y el segundo, y la estimación de estas variaciones a nivel regional en la misma. En el primer caso la información en la mayoría de los pozos que disponen de información geoquímica es escasa y distribuida de manera errática en la vertical, ya que no se adquirió con el objetivo de caracterizar las rocas generadoras como potencial reservorio, sino como unidades netamente generadoras de hidrocarburos y una estimación regional de calidad y madurez de las mismas.

Sólo recientemente se han hecho trabajos detallados de caracterización geoquímica, petrográfica, petrofísica de algunas de estas sucesiones cretácicas e intentos de evaluar su potencial de recursos no convencionales en la cuenca como el trabajo de Veiga & Dzelalija (2013). Y para enfrentar la estimación de recursos se ha trabajado con valores promedio de %TOC, índice de hidrógeno, etc., que a la luz de la poca homogeneidad en la distribución de los datos disponibles tanto vertical como horizontalmente, implica una generalización muy grande de las propiedades geoquímicas relevantes al play no convencional y por lo tanto mayor incertidumbre en los estimativos, bien sea por sobrestimación o subestimación de los recursos disponibles en la cuenca.

Metodología

En este trabajo la aproximación a este problema se ha centrado en el desarrollo de un modelo volumétrico de las principales propiedades geoquímicas de calidad (%TOC, Índice de Hidrógeno, Pirólisis, etc.) que permita ver su variación tanto lateral como vertical, al igual que de las condiciones de madurez térmica a partir de indicadores como la reflectancia de vitrinita y T_{max} .

Para ello se compiló la información geoquímica disponible de la cuenca tanto de calidad como de madurez de alrededor de 170 pozos, como se mencionó anteriormente la distribución de información es bastante aleatoria a pesar del número de pozos (figura 1).

Adicional a esto se generaron mapas regionales al tope de las unidades cretácicas con mayor interés como plays no convencionales (Formaciones La Luna, Tablazo, Rosablanca y Paja) que sirven de marco estructural regional y almacén tridimensional para la generación de los distintos modelos de propiedades geoquímicas (Figura 2).

También se evaluaron las tendencias de agotamiento de las rocas generadoras, de acuerdo con la variación en profundidad de los distintos parámetros de calidad compilados (Figura 3) y las variaciones de madurez térmica con la profundidad para generar los modelos tridimensionales antes mencionados.

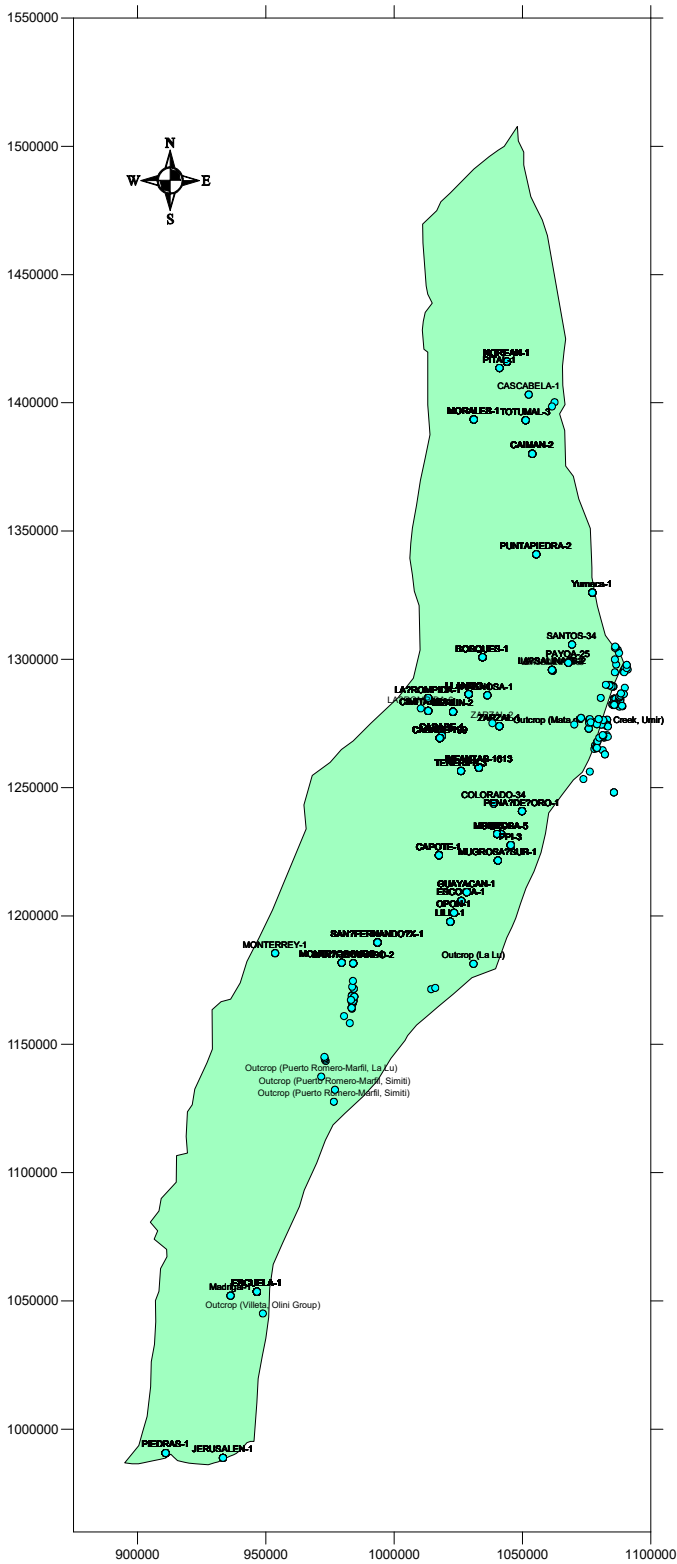


Figura 1: Ubicación de pozos con información geoquímica en el Valle Medio del Magdalena.

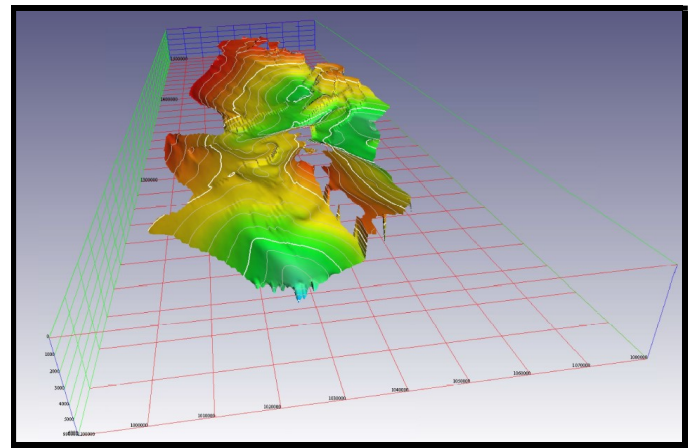


Figura 2: Perspectiva 3D desde el sur del tope de la Formación Rosablanca en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. (Aguilera, 2009).

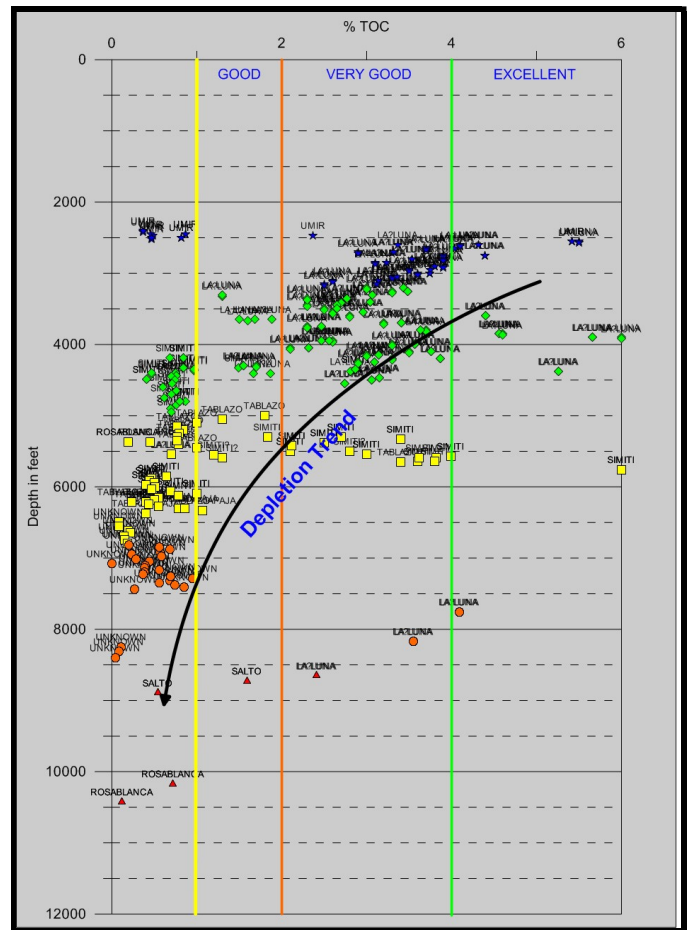


Figura 3: Tendencias de agotamiento de las rocas con potencial generador y no convencional en la cuenca del Valle Medio del Magdalena

Estratigrafía

Las unidades con potencial como reservorio no convencional fueron depositadas durante el Cretácico, en un ambiente marino relativamente somero de plataforma calcárea y las siguientes son sus características estratigráficas.

Formación Rosablanca: Depositada entre el Hauteriviano y el Barremiano, está constituida principalmente por calizas de color gris oscuro; la parte inferior presenta dolomitas y grainstones de oolitos, ostrácodos e intraclastos. La parte media consiste de micritas y biomicritas, y la parte superior contiene arenitas y lodolitas calcáreas interestratificadas con shales calcáreos negros (Etayo-Serna et al., 1983).

Formación Tablazo: Depositada durante el Albiano, está constituida por intercalaciones de calizas duras, de color gris azulado, fosilíferas, y lodolitas calcáreas, con predominio de las calizas en la mitad superior y de lodolitas calcáreas en la mitad inferior (Etayo-Serna et al., 1983).

Formación El Salto: Depositada entre el Albiano Superior y el Cenomaniano, corresponde con calizas arcillosas duras de color gris oscuro, con múltiples interestratificaciones delgadas de shales calcáreos de color gris oscuro delgadamente laminados y que localmente presentan nódulos ovoides (Etayo-Serna et al., 1983).

Formación La Luna: Depositada entre el Turoniano y en Santoniano, en el Valle Medio del Magdalena se ha subdividido de base a techo en: Miembro Salada, que corresponde con shales negros con interestratificaciones delgadas de micritas negras, con láminas y concreciones de pirita; Miembro Pujamana formado por shales calcáreos de color gris a negro con estratificación fina y Miembro Galembó constituido por shales calcáreos de color negro con intercalaciones delgadas de calizas arcillosas, que cerca al tope contiene capas de fosfatos (Etayo-Serna et al., 1983).

Resultados y Discusión

Considerando el hecho que las rocas reservorio no convencionales dependen de las condiciones de calidad y madurez térmicas de las mismas, se estimó la extensión areal del potencial play no convencional con la ayuda de mapas de madurez térmica generados a partir de los datos de madurez compilados y los modelos 3D de distribución de los mismos. Ya que estas son las áreas en las cuales las rocas, pueden tener hidrocarburos acumulados en cantidades comerciales y producidos por fracturamiento hidráulico.

Las tendencias de agotamiento de %TOC e Índice de Hidrógeno muestran claramente una disminución en sus valores con la profundidad, como es de esperarse por el incremento en la madurez térmica de las rocas generadoras con el enterramiento. Los valores de estos parámetros por debajo de los 6000 pies de profundidad hacia la parte norte de la Cuenca se hacen muy bajos e indican que es a partir de esta

profundidad que se alcanzan las condiciones de mayor transformación del kerógeno en hidrocarburos (Transformation ratio). Sin embargo, esta profundidad no es homogénea y en zonas con mayor subsidencia en la parte oriental y central de la cuenca las profundidades a las cuales se alcanzan condiciones similares de agotamiento varían entre 10000 y 12000 pies, como resultado del enfriamiento que sufre la cuenca en estas áreas por la mayor subsidencia y espacio para acomodar los mismos, y disminución del flujo de calor como resultado del incremento en sedimentación.

Lo anterior implica que no es correcto asumir para la cuenca una profundidad específica como indicador de la posición de la ventana de generación de hidrocarburos y el mapeo regional de la misma. Esto tiene un impacto adicional en la forma en que se pueden estimar los recursos, ya que una ventana de generación muy somera puede llevar a estimar un área y espesor de generación mayor que una ventana más profunda, con su consecuente impacto en la estimación de recursos.

Los modelos tridimensionales de propiedades geoquímicas de calidad de la roca generadora muestran claramente una importante variación vertical y lateral de las mismas, lo que además impacta las estimaciones de recursos al trabajar con valores promediados de los mismos y la definición de “sweet spots” en la cuenca.

Hay una incertidumbre importante asociada con la estimación de hidrocarburos libres en la roca como resultado del proceso de maduración térmica. Esta es el resultado de la aleatoriedad de los muestreos y también con el tipo de muestras analizadas y el momento de su análisis, ya que estos hidrocarburos se degradan y evaporan con el paso del tiempo, y al ser los análisis muchos de ripios de perforación y hechos en tiempos diferentes da como resultado que los valores del pico S1 en un mismo pozo no son comparables y erráticos en su comportamiento, y por lo tanto no presentan una tendencia clara con la profundidad que puede ser atribuible a los problemas de muestreo y análisis antes mencionados o también a variaciones propias de la roca generadora, pero con la información disponible no es posible establecerlo. Esto es importante tenerlo en cuenta porque en diversas metodologías de estimación de recursos no convencionales se emplea este parámetro como referencia del hidrocarburo ya generado y disponible en las cuencas.

Conclusiones

La integración de la información geoquímica disponible de la cuenca muestra que aunque es dispersa y errática al trabajar con ella en un modelo volumétrico se obtiene una mejor idea y representación de las condiciones geológicas de las rocas generadoras en la cuenca.

La definición de “sweet spots” depende de la extensión de la zona de generación y la profundidad de la misma, esta última

no es homogénea debido a las variaciones en el flujo de calor de la cuenca como resultado de la asimetría de la misma hacia el oriente, por el progresivo aumento de subsidencia, espacio de acomodación y sedimentación en esta dirección.

Considerando la variación lateral y vertical de los datos geoquímicos de calidad y madurez, las incertidumbres en la variación de algunos de los parámetros, como el caso del pico S1 de pirolisis, son importantes como resultado de la temporalidad y tipos de muestras analizadas y deben ser tenidas en cuenta al momento de evaluar los recursos no convencionales.

Conclusiones

Aguilera, R., 2009. Play Calcáreo de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. ¿Un Gigante Dormido? Memorias del X Simposio Bolivariano de Exploración en las Cuencas Subandinas. 4 p.

Etayo-Serna, F. et al., 1983, Mapa de Terrenos Geológicos Colombia. Pub. Geol. Esp. Ingeominas. No. 14, 235 p.

Veiga, R & Dzelalija F. 2013, A Regional Overview of the La Luna Formation and the Villeta Group as Shale Gas/Shale Oil in the Catatumbo, Magdalena Valley and Eastern Cordillera Regions, Colombia.

http://www.searchanddiscovery.com/documents/2014/10565veiga/ndx_veiga.pdf