

Evaluación de formaciones lutíticas como posibles yacimientos no convencionales de gas natural. Cuenca de Maracaibo – Venezuela

Alber Molina¹, Luís Escandón¹, Alejandro Llaveneras¹, Janienny Medina² y José N. Méndez¹

¹PDVSA Exploración Occidente, Maracaibo edo. Zulia. Venezuela. Código Postal: 4002. E-mail: molinaae@pdvsa.com.

²PDVSA Laboratorio Geológico de Occidente, La Concepción edo. Zulia. Venezuela. Código Postal: 4032

Copyright 2012, ALAGO.

This paper was selected for presentation by an ALAGO Technical Committee following review of information contained in an abstract submitted by the author(s).

Resumen

Recientemente el estudio de yacimientos no convencionales ha tenido un auge comercial importante sobre todo en los Estados Unidos, el cual se ha ido extendiendo aceleradamente hacia otros países del mundo, con la finalidad fundamental de buscar o aumentar los recursos gasíferos. Venezuela ha puesto poco interés en desarrollar estos estudios ya que es el país con mayores reservas probadas de petróleo y gas (297,5 MMBB y 196 BPC respectivamente). Sin embargo, PDVSA ha realizado de forma inédita un proyecto con la finalidad de estudiar las formaciones lutíticas de las cuencas sedimentarias de Venezuela y así determinar su prospectividad como reservorios no convencionales de gas natural.

En la Cuenca de Maracaibo (Occidente de Venezuela) fueron consideradas las formaciones lutíticas significantes (roca madre y sellos) tanto del Cretácico (La Luna y Colón) como del Terciario (Paují), realizándose análisis geoquímicos, estratigráficos, bioestratigráficos y mineralógicos con la finalidad de determinar su potencial de generación, así como condiciones favorables para ser consideradas como posible yacimientos no convencionales de gas.

De las formaciones analizadas, la Formación La Luna, roca madre por excelencia (Cretácico tardío: Turoniense – Campaniense) es la que presenta zonas altamente favorables para otorgarle posible prospectividad para este tipo de yacimientos, estas zonas se encuentran localizadas al NNE de la cuenca y ocupan un área aproximada de 18.000 Km² con recursos recuperables por encima de 70 TCF de gas.

Palabras claves. Lutitas gasíferas, yacimientos no convencionales, geoquímica, estratigrafía, bioestratigrafía y mineralogía.

Introducción

El estudio de yacimientos no convencionales de gas natural se ha ido extendiendo de forma acelerada a nivel mundial, con la finalidad de satisfacer la demanda, cada día en aumento, de esta importante y limpia fuente de energía. Venezuela ha puesto poco interés en desarrollar estos estudios ya que es el país con mayores reservas probadas de petróleo y gas, sin embargo, PDVSA en el año 2011, inicio formalmente un proyecto con la finalidad de estudiar las formaciones lutíticas de las cuencas sedimentarias de Venezuela y así determinar su prospectividad como yacimientos no convencionales de gas natural.

Las lutitas gasíferas son definidas como yacimientos no convencionales de gas natural existente en lutitas con alta capacidad de generación y retención de gas seco (metano,

CH₄). El gas puede ser retenido de dos maneras principales, adsorbido en la materia orgánica o como gas libre en los nanoporos y fracturas. Este tipo de roca sedimentaria de grano fino con abundante materia orgánica, ha sido tradicionalmente considerada en los yacimientos convencionales, como rocas madres generadoras de hidrocarburos y como roca sello, ahora también son vistos como rocas yacimientos, donde los elementos fundamentales son la generación y capacidad de retención, la primera en función de la riqueza orgánica (% COT) y madurez termal (% Ro), y la segunda en función del diámetro de los poros. Los plays de lutitas gasíferas son vistos actualmente como plays tecnológicos donde los avances en la perforación horizontal, el fracturamiento en múltiples etapas, el cartografiado sísmico de micro fracturas y la aplicación de sísmica 3D, han contribuido al éxito de la producción de los pozos en lutitas gasíferas (Curtis, 2010).

El *Avance Resources Internacional (ARI)*, publicó en Abril de 2011, un estudio realizado por el Departamento de Administración de Información de Energía de los Estados Unidos (Kuuskraa *et al*, 2011), donde se analizaron 48 cuencas sedimentarias fuera de los Estados Unidos, incluyendo 32 países y 69 formaciones geológicas. En resumen, los resultados del estudio muestran, de acuerdo a la información publicada, estimaciones de gas total en sitio (GIP), calculado por riesgo de 22 M TCF y gas técnicamente recuperable (GTR) de 5,7 M TCF. Para Venezuela, *ARI* estima 42 TCF de gas en sitio y 11 TCF de gas recuperable, calculados para la Formación La Luna, la cual fue la única formación considerada para Venezuela en este estudio.

Conociendo las formaciones geológicas que conforman la estratigrafía de las diferentes cuencas sedimentarias de Venezuela, puede notarse que existen otras formaciones lutíticas donde se puede evaluar su potencial como yacimientos no convencionales de gas natural, las cuales conforman rocas madres y sellos regionales por excelencia (Figura 1), por lo que se realizaron estudios de caracterización geoquímica, estratigráfica, bioestratigráfica y mineralógica de las formaciones Paují, Colón y La Luna, con la finalidad de evaluar su posible prospectividad como yacimientos no convencionales de gas natural y a la vez dar un diagnóstico y evaluación para la determinación de posibles áreas prospectivas.

Metodología

Basados en el flujo metodológico desarrollado por el *Advanced Resources Internacional (2011)*, fue establecida la metodología utilizada en el presente trabajo para definir el potencial gasífero de las formaciones lutíticas en la Cuenca de Maracaibo (Figura 2).

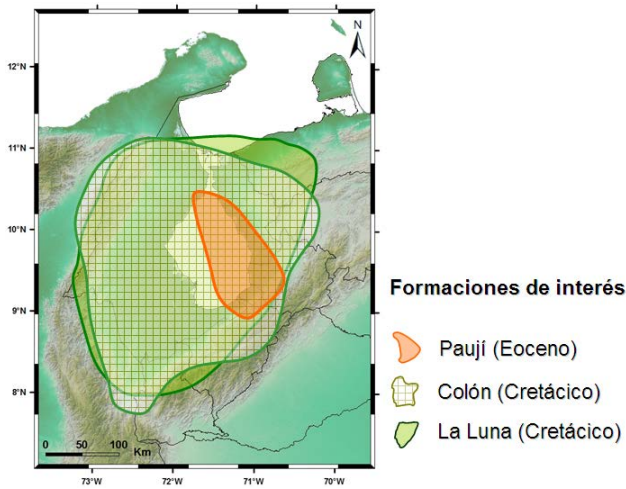


Figura 1. Ubicación del área de estudio mostrando la extensión de las formaciones de interés.

El flujo metodológico estuvo enfocado en una integración geoquímica, estratigráfica, mineralógica, petrofísica y estructural, a través de la recopilación de información existente, así como nuevos análisis geoquímicos (cantidad, calidad y madurez de la materia orgánica), mineralógicos (caracterización de roca total y tipo de arcillas por DRX) y bioestratigráficos (micropaleontología para paleoambientes de sedimentación), los cuales permitieron mejorar la interpretación del área y así definir la posible prospectividad desde el punto de vista de yacimientos no convencionales de gas natural.

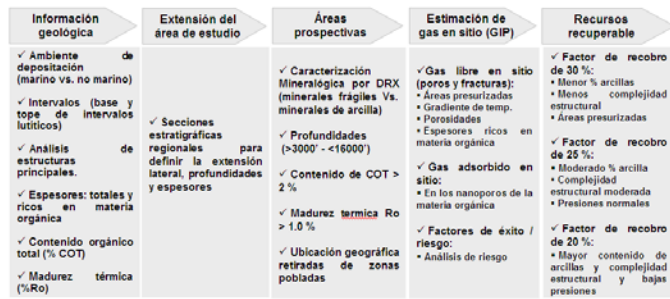


Figura 2. Flujo metodológico (modificado de Kuuskraa *et al*, 2011)

Resultados y Discusiones

A pesar de que la distribución estratigráfica (lateral y vertical) que presentan las tres formaciones analizadas en toda la cuenca, están acordes para estudios a detalle en cuanto a yacimientos no convencionales (Figura 3), solo la Formación La Luna presenta zonas donde sus condiciones son favorables para ser considerada con posible prospectividad para este tipo de yacimientos. Sin embargo, a continuación podrá detallarse los resultados obtenidos para cada una de ellas.

Formación Paují. Caracterizada como una secuencia espesa de lutitas de color gris medio a oscuro, macizas a físciles y

concrecionarias, cuya sedimentación constituye una transgresión marina desde el Este-Noreste (Léxico estratigráficos de Venezuela, 2011). Constituye el sello regional de los yacimientos convencionales del Eoceno en la Cuenca de Maracaibo.

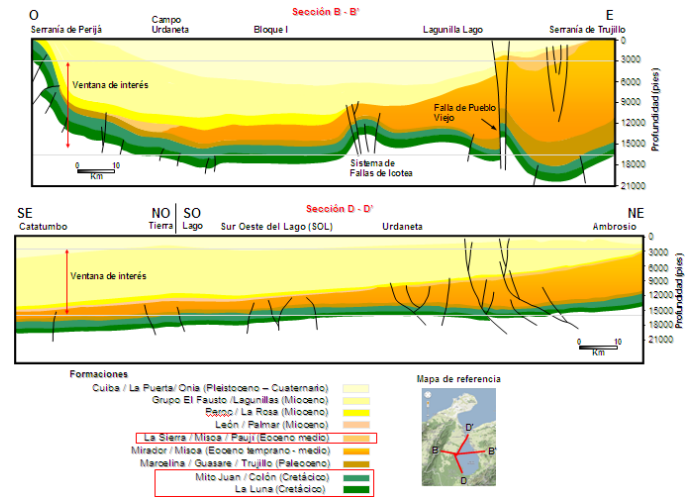


Figura 3. Secciones estratigráficas regionales.

Los análisis bioestratigráficos de la Formación Paují permitieron datarla como Eoceno medio, donde las asociaciones faunales presentes indican condiciones paleoambientales que van de Nerítico interno a Batial superior, con paleobatimetrías que varían de 30 a 500 m de profundidad, encontrándose actualmente en posición estratigráfica favorable que facilita su evaluación (profundidades < 16.500' y espesores > 200'). Los parámetros geoquímicos que sirven para evaluar el potencial de generación de hidrocarburos, coinciden en que la sección analizada en gran porción de la cuenca, aunque presenta materia orgánica adecuada para la generación de hidrocarburos gaseosos (querogeno tipo III) y cantidades normales de contenido orgánico (1 – 2 % COT actual), la madurez no es suficiente para que dicha materia orgánica sea convertida en hidrocarburos (~ 0,55 % Ro), y en zonas puntuales localizadas hacia el Sureste de la cuenca a pesar de tener valores mas elevados de Ro (~ 1,5 %), la tasa de transformación calculada (19 %) indica que la materia orgánica existente no ha logrado su transformación. Por su parte los análisis mineralógicos muestran el predominio de minerales de arcillas con respecto al contenido de minerales frágiles (65 % vs 35 %, respectivamente), siendo la arcilla predominante la illita, lo que sugiere un nivel de soterramiento significativo con temperaturas que superan los 85 °C y niveles de diagénesis avanzados. Las lutitas con alto contenido de minerales frágiles dan lugar a una gamma de pequeñas fracturas, mientras que el predominio de minerales de arcillas genera ductilidad y deformación que disminuye la capacidad de fracturamiento (Kuuskraa *et al*, 2011). La fragilidad aumenta las posibilidades de generar fracturas naturales, así

como el éxito del fracturamiento hidráulico, por tal razón mientras mayor sea el índice de fragilidad (IF), mayor será la capacidad de fracturamiento. Según la expresión matemática de Wang y Gale (2009), citado por Sillat (2010), pudo calcularse el IF, ubicándose en 34 % para la Formación Paují, el cual podría no favorecer los procesos de fracturamiento, motivado al predominio de arcillas en la misma.

Formación Colón. Consta de lutitas microfosilíferas de color gris oscuro a negro, macizas, piríticas y ocasionalmente micáceas o glauconíticas, con margas y capas de caliza subordinada (Léxico estratigráficos de Venezuela, 2011). Conforman el sello regional de los yacimientos convencionales del Cretácico en la Cuenca de Maracaibo.

En base a análisis bioestratigráficos pudo determinarse la edad de la formación como Cretácico tardío (Campaniense – Maastrichtiense), donde las asociaciones faunales indican condiciones paleoambientales que van de Nerítico interno a Batial superior, con paleobatimetrías que varían de 30 a 500 m de profundidad, acentuándose la tendencia paleobatimétrica a condiciones profundas (150 – 500 m). Existen zonas de la cuenca donde esta formación se encuentra actualmente en posición estratigráfica favorable que facilita su evaluación (profundidades < 16.500' y espesores > 200'). Los parámetros geoquímicos que sirven para evaluar el potencial de generación de hidrocarburos, coinciden en que la sección analizada en gran porción de la cuenca tiene cantidades de carbono orgánico total actual que varían de pobres a normales (0,5 – 1,5 % COT actual). Al comparar los valores de % COT actual (medido) con el % COT original (calculado) pudo notarse que estos no difieren en más de 1%, lo que permite suponer que no han ocurrido los procesos necesarios para que dicha materia orgánica logre su transformación (tasa de transformación calculada ~ 5 %), a pesar de que en toda la cuenca presenta condiciones de madurez favorables para la generación de hidrocarburos líquidos, gas húmedo y gas seco (% Ro actual entre 0,5 – 2,2 %). El caso de la no transformación del contenido orgánico está directamente ligado al tipo de materia orgánica, ya que análisis de laboratorios en muestras de pozo y afloramiento permitieron determinar un querogeno tipo IV, el cual según Boyer, *et al* (2006), corresponde a materia orgánica residual generada a partir de sedimentos más antiguos redepositados y alterados antes de la sedimentación, por lo que es considerado una forma de “carbono muerto” sin potencial para la generación de hidrocarburos. Por su parte los análisis mineralógicos muestran el predominio de minerales frágiles con respecto al contenido de minerales de arcillas (68 % vs 32 %, respectivamente), observándose que los minerales frágiles corresponden a cuarzo y carbonatos (58% y 10 % respectivamente), mientras que las arcillas predominantes son clorita, seguido de esmectita y en menor proporción caolinita e illita. La fracción de minerales frágiles determina la eficiencia del fracturamiento hidráulico inducido durante el proceso de producción de la lutita gasífera, así, las lutitas con un alto porcentaje de cuarzo y carbonato tienden a ser frágiles, dando

lugar a una amplia gama de pequeñas fracturas inducidas que determinarían la trayectoria de flujo de la matriz hacia el pozo (Kuuskraa *et al*, 2011). El índice de fragilidad (IF) calculado para la Formación Colón fue de 58 %, lo que indica alta capacidad de fracturamiento

Formación La Luna. Caracterizada por lutitas calcáreas con abundante materia orgánica laminada y finamente dispersa, delgadamente estratificada de color gris oscuro a negro. Presenta capas de caliza que varían en espesor de 1 a 50 cm, con estratificación uniforme y monótona (Léxico estratigráficos de Venezuela, 2011). Es considerada roca madre por excelencia, responsable de la generación de los hidrocarburos presentes en la Cuenca de Maracaibo.

Basado en el reconocimiento de morfotipos en secciones delgadas, principalmente foraminíferos planctónicos, fue interpretada como Cretácico tardío (Turonense – Campaniense), caracterizada por presentar formas planctónicas (globosas y quilladas) las cuales indican condiciones paleoambientales que varían de Nerítico medio a Nerítico externo, con paleobatimetrías que oscilan entre 50 y 300 m de profundidad. La posición estratigráfica actual de esta formación es variable debido a los diferentes eventos geodinámicos responsables de la evolución de la cuenca, sin embargo, existen zona donde sus condiciones son favorables para la evaluación (profundidades < 16.500' y espesores > 200'). Los parámetros geoquímicos permitieron inferir buen potencial de generación de hidrocarburos gaseosos en alguna zona de la cuenca, donde el contenido de carbono orgánico total actual se encuentra por encima de 1,5 %, con madurez que se ubica desde la ventana de generación de gas húmedo a gas seco (> 1,3 % Ro actual), con tasa de transformación calculada mayor a 40 %, índice de hidrógeno (IH) alrededor de 100 mgHC/gCOT, con tipo de querogeno predominantemente tipo II, el cual puede generar líquido o gas al aumentar progresivamente el grado de madurez. Por su parte los análisis mineralógicos muestran el predominio de minerales frágiles (80 %) con respecto al contenido de arcillas (18 %), encontrándose minerales accesorios como hematina, piritita y yeso (2 %). Los minerales frágiles predominantes corresponden a carbonatos del tipo calcita y en menor proporción cuarzo y feldespato, mientras que las arcillas corresponden a esmectita, illita, caolinita y clorita. Un sistema con alto contenido de cuarzo y carbonatos puede ser fácilmente fracturado hidráulicamente, y por ende más productivo, ya que aumenta el éxito en los tratamientos de estimulación de yacimientos (Deshpande, 2008). El índice de fragilidad (IF) calculado para la Formación La Luna fue de 88 %, lo que permite inferir condiciones favorables para los procesos de fracturamiento, principal mecanismo de producción de los yacimientos no convencionales de lutitas gasíferas.

De las formaciones analizadas, la Formación La Luna, roca madre por excelencia (Cretácico tardío: Turonense – Campaniense) es la que presenta zonas donde sus

características son altamente favorables para otorgarle posible prospectividad para este tipo de yacimientos, las cuales se encuentran localizadas al NNE de la cuenca y ocupan un área aproximada de 18.000 Km² (Figura 4). Los recursos recuperables calculados para esta formación se encuentran por encima de 70 TCF, los cuales fueron calculados con un factor de recobro de 25 % del gas total (gas libre + gas adsorbido).

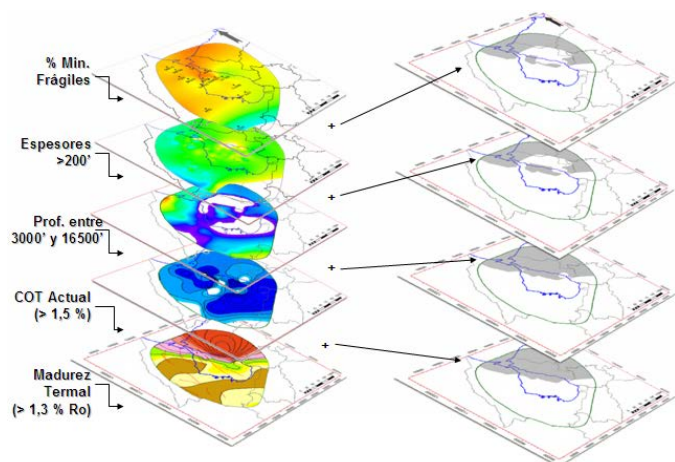


Figura 4. Integración de parámetros para la Formación La Luna. Determinación de áreas prospectivas.

Conclusiones

Las características geoquímicas, sedimentológicas y bioestratigráficas de la Formación Paují, permitieron clasificarla como no prospectiva para estudios de yacimientos no convencionales de lutitas gasíferas, a pesar de que sus condiciones estratigráficas (profundidad, espesor y continuidad lateral) son favorables.

La Formación Colón presenta buenas propiedades estratigráficas, bioestratigráficas, mineralógicas y madurez termica que favorecen el estudio de lutitas gasíferas, sin embargo no posee potencial de generación de hidrocarburos debido al tipo de materia orgánica presente (querogeno tipo IV).

La Formación La Luna presenta características favorables para ser considerada con posible prospectividad de lutitas gasíferas, principalmente al NNE de la cuenca, ocupando un área de 18.000 Km², donde los recursos recuperables se encuentran por encima de 70 TCF de gas, calculados para un escenario intermedio con factor de recobro de 25%.

Referencias

1. KUSSKRAA, V; STEVENS, S; VAN LAEEUWEN, T y MOODHE, K. (2011) *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions outside the United States*. Advanced Resources International Inc (ARI). Washington-USA.
2. PDVSA – INTEVEP (2011) *Código estratigráfico de las cuencas petrolíferas de Venezuela*. <http://www.pdvsa.com/lexico/lexicoh.htm/>
3. SLATT, R. (2010) *Geological Characterization of Unconventional Gas Shale*. Universidad de Oklahoma.

Documento en línea. Disponible en la World Wide Web http://www.oilproduction.net/cms/files/gas_shale_aga_slatt.pdf. Consulta: Junio, 2012.

4. BOYER, C; KIESCHNICK, J; SUARES, R; LEWIS, R & WATERS, G. (2006) “*Producción de Gas desde su Origen*”. Oilfield Review, Schlumberger. Vol. 18, pp 36-49.
5. DESHPANDE, V.P. (2008) *General screening criteria for shale gas reservoirs and production data analysis of Barnett Shale*. Universidad de Texas, Trabajo Especial de Grado para optar por el título de Master en Ciencias. Disponible en la World Wide Web <http://repository.tamu.edu/bitstream/handle/1969.1/ETD-TAMU-2357/DESHPANDE-THESIS.pdf>. Consulta: Junio 2012, pp. 70