

GEOQUÍMICA DE CRUDOS CRETÁCEOS DEL LAGO DE MARACAIBO

Edeberto Enrique Bracho-Pérez, y Marcos Eligio Escobar-Navarro

Petróleos de Venezuela S. A., División Occidente, Maracaibo 4017, Venezuela. Universidad del Zulia, División Post-grado de Ingeniería, Maracaibo 4017, Venezuela. Correo electrónico: brachoewt@gmail.com, escomar24@gmail.com

Resumen

El objetivo principal de esta investigación fue llevar a cabo el análisis geoquímico de hidrocarburos en yacimientos del Cretáceo de la Cuenca del Lago de Maracaibo. Por medio del análisis SARA, el estudio de la fracción liviana (C₁₅-) con la técnica de cromatografía de gases acoplada a espectrometría de masas, además de la determinación de biomarcadores apropiados. Se logró definir las condiciones fisicoquímicas bajo la cuales fueron generados estos crudos y la influencia de las diferentes características paleoambientales de sedimentación en la roca madre, presentando diferencia de facies. En tal sentido, fue posible establecer la predominancia de ambientes calcáreos, hacia el norte y noreste de la cuenca e influencia siliciclástica, hacia el suroeste. Rocas fuentes con diferentes niveles de madurez térmica e indicios de diferentes tiempos de generación y expulsión, se logró identificar y definir el origen genético de los crudos, con la casi total ausencia de alteración o biodegradación en su composición. Se probaron parámetros conocidos de correlación crudo-crudo (Ejemplo: relaciones V/Ni) en este estudio, lo cual ha arrojado la existencia de rocas madres comunes dentro de la Cuenca del Lago, esto ha permitido establecer un modelo geoquímico actualizado, reconociendo la distribución general de hidrocarburos en los yacimientos cretácicos.

Introducción

La Cuenca del Lago de Maracaibo es una de las cuencas petroleras más prolífica del mundo; ha producido unos 50 millardos de barriles de crudo liviano y mediano, durante los últimos 65 años, de yacimientos principalmente del Eoceno y Mioceno. Se han perforado alrededor de mil pozos en el Cretáceo, mayoritariamente en yacimientos ubicados en la costa occidental del Lago, y algunos en los campos Tía Juana, Ceuta, Lama, Lamar, Centro y Urdaneta Oeste, con producción minoritaria de crudo y gas, y en algunos casos, presencia de H₂S (1).

Debido a la necesidad de buscar nuevos horizontes petrolíferos, en una cuenca cercana a cien años de explotación petrolera, el presente trabajo se enfoca en la caracterización geoquímica del crudo proveniente de yacimientos cretáceos en el Lago de Maracaibo, con la finalidad de reconocer (2):

- El paleoambiente depositacional; materia orgánica Marina Vs. Continental, roca madre detrítica o carbonática.
- La evolución térmica; historia de soterramiento de la roca madre, gradientes geotérmicos.
- La alteración del crudo en el depósito, biodegradación, fraccionamiento evaporativo, entre otros.
- La posibilidad que estos crudos provengan de una sola roca madre (correlaciones crudo-crudo).

Ubicación Geográfica

La Cuenca Petrolífera del Lago de Maracaibo está ubicada al noroeste de Venezuela. En sentido estricto y restringida a territorio venezolano, se extiende sobre toda el área ocupada por las aguas del lago y los terrenos planos o suavemente ondulados que la circundan. La cuenca está limitada al Oeste por la Sierra de Perijá y al Este con el flanco occidental de Los Andes y la Serranía de Trujillo, ocupa una depresión tectónica de unos 52.000 km² de extensión, donde se han acumulado más de 10.000 metros de espesor de sedimentos cuyas edades se extienden desde el Pre-cretácico hasta el Reciente; constituyendo la cuenca petrolífera más rica de América del Sur.

Marco Metodológico

La investigación del presente trabajo es de carácter descriptivo e interpretativo. El universo de muestras analizadas fue de 76 pozos distribuidos a lo largo de la Cuenca del Lago de Maracaibo, haciendo énfasis en crudos de los Bloques I (Lagomar) y VIII (Centro- Sur Lago) (9 Pozos), gracias a que en ellos se logró realizar un mayor número de análisis. El mismo involucró la toma de muestras en tres pozos de la Unidad de Explotación Lagomar (U.E. Lagomar) la cual se encuentra a una distancia aproximada de separación de 25 Km Noroeste con respecto a los Bloque VIII, donde se muestrearon cinco pozos y un pozo en Centro Sur Lago.

En primer lugar, se procedió a la búsqueda y recopilación de toda la información disponible en cuanto a estudios realizados anteriormente y bibliografía. Las muestras fueron sometidas a análisis SARA (separación de las fracciones de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos), para posteriormente analizar las fracciones de aromáticos y saturados a través de cromatografía de gases acoplada a espectrometría de masa con el fin de cuantificar de manera relativa los biomarcadores presentes en el crudo.

Resultados y Discusión

Características Generales De Los Crudos

Los crudos marinos de la Cuenca del Lago de Maracaibo, provenientes de pozos completados en distintos depósitos del Basamento, Cretáceo y Terciario de esta cuenca, han sido generados en su gran mayoría, por la Formación La Luna del Cretáceo (5,6,7 y 8). En tal sentido, el presente artículo, está dedicado exclusivamente al estudio de crudos acumulados en yacimientos del Cretáceo, supone que todos estos hidrocarburos han sido en su totalidad producidos de la Formación La Luna.

Los análisis geoquímicos realizados sobre las muestras de crudos de yacimientos cretáceos, incluyeron el análisis SARA, la cromatografía de gases acoplada a espectrometría de masas de las fracciones de Saturados y Aromáticos para revisar la concentración y distribución de biomarcadores, así como el uso de la fracción C₁₅. sobre un número limitado de crudos, y las determinaciones de la concentración de vanadio y níquel en crudo total.

Uso de Diagramas Ternarios para Reconocer Clases Geoquímicas de Crudos y Posibles Procesos de Alteración

Los resultados obtenidos en los análisis de la composición de los crudos en base a su solubilidad (S.A.R.A) y el diagrama ternario derivado de ellos, son mostrados en la Figura 1 se observa que la agrupación de datos correspondiente a todos los crudos de los pozos estudiados, entran en su gran mayoría en la clasificación de crudos normales, según lo referencian (2).

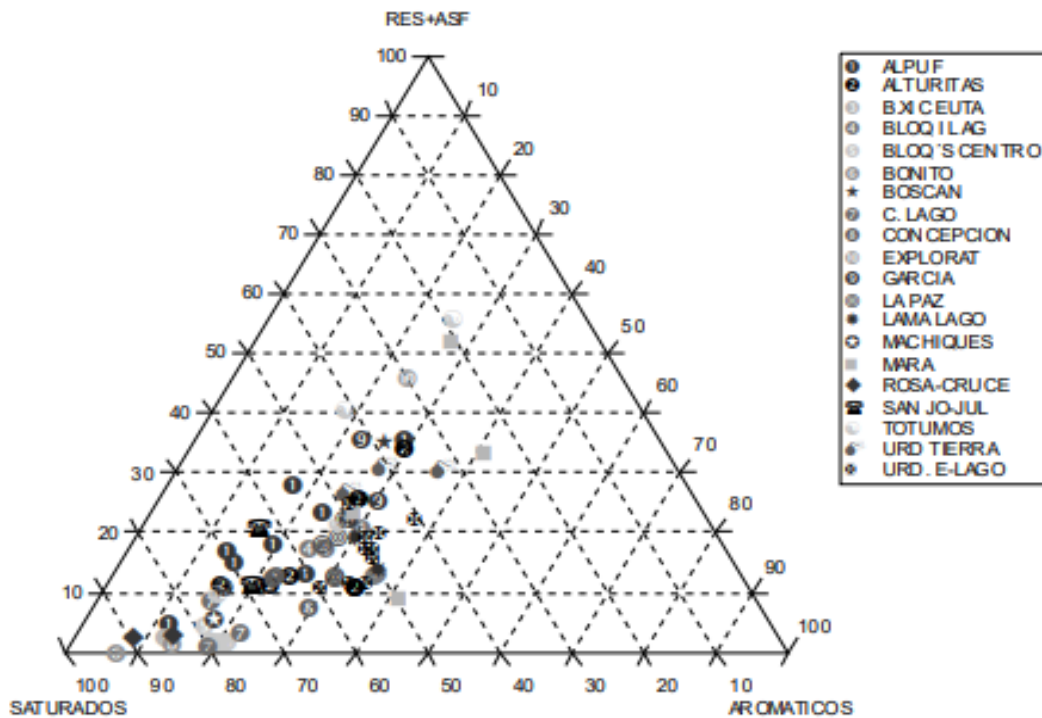


Figura 1. Diagrama ternario de composición de las fracciones SARA en los crudos estudiados.

Nivel de Óxido-Reducción del Paleoambiente Depositacional y Litología de la Roca Madre (Fm. La Luna)

El estudio de paleoambientes y paleogeografía presentado (10), determinó que la Formación La Luna fue depositada en un medio sedimentario correspondiente a la plataforma y el talud continental. Este trabajo también permitió establecer los distintos cambios de facies observados sobre las rocas madres de la Formación la Luna a lo largo de la cuenca, variando desde medios ubicados en la parte sureste de la cuenca, con una cierta influencia continental, siendo a su vez más siliciclásticos, mientras que al Norte tienden a ser más marinos y por ende más calcáreos.

Relación Vanadio sobre Níquel (V/Ni)

Uno de los parámetros geoquímicos más empleados en estudios de correlación crudo-crudo y crudo-roca madre, es la relación vanadio/níquel (11, 2, 12, 7, 13, 14,

15 y 16). Este cociente, queda fijado en el kerógeno al finalizar la diagénesis de la materia orgánica, y se mantiene a lo largo de todo el proceso de generación del petróleo. La razón fundamental radica en el hecho de que los procesos de alteración que puede sufrir el petróleo desde que abandona la roca madre, incluyendo su migración hasta la acumulación en las trampas, pueden afectar las concentraciones absolutas de vanadio y níquel. No obstante, independientemente de la naturaleza del proceso que afecte la composición del crudo, los complejos orgánicos que contienen estos metales, serán afectados de la misma forma y extensión, razón por la cual la relación V/Ni no debería cambiar, para crudos generados de una misma unidad generadora.

No obstante, el análisis estadístico básico de los 33 crudos con valores reportados de la relación V/Ni, visto en un histograma de frecuencias, permite reconocer una sola población de muestras (histograma unimodal), con valores de media y mediana iguales a 12, desviación estándar de 2,88 y coeficiente de variación de 24%. Tomando en consideración que la relación V/Ni ha sido empleada tradicionalmente en la geoquímica del petróleo como un parámetro de correlación crudo-crudo y crudo-roca madre, estos resultados permiten concluir que, a pesar que se evidencian diferencias en las características del ambiente depositacional de las rocas madres de estos crudos a lo largo de la cuenca, se concluye que la unidad generadora de los crudos es muy probablemente una sola, la Formación La Luna del Cretáceo en esta cuenca, como ya ha sido reconocido previamente por numerosos estudios citados a lo largo de este trabajo.

Las variaciones absolutas en cuanto a la concentración de estos elementos como consecuencia del proceso de migración secundaria, se relacionan con el proceso de cromatografía natural, o retención selectiva de compuestos polares (resinas y asfaltenos) por interacción con la superficie de los minerales de arcilla (17, 18, 19, 20 y 21).

Madurez Térmica de la Roca Madre (Fm. La Luna)

Relación entre $Pr/n-C_{17}$ y $Fi/n-C_{18}$

Las relaciones $Pr/n-C_{17}$ y $Fi/n-C_{18}$ disminuyen con el incremento en la madurez térmica del crudo, debido a la tendencia creciente de generación de n-parafinas a partir del kerógeno, como resultado del incremento en su maduración con la temperatura. Estas relaciones aumentan con el progresivo incremento en la biodegradación (sirven como indicadores de biodegradación incipiente), debido a la pérdida de n-alcanos por acción de las bacterias. (13) presentó un gráfico de $prístano/n-C_{17}$ vs. $fitano/n-C_{18}$. En la Figura 2 en la cual se permite clasificar crudos y extractos de rocas de acuerdo a su origen (tipo de kerógeno), incluyendo el nivel de oxidación-reducción de su paleoambiente depositacional.

Los crudos analizados bajo estos parámetros caen en la región de crudos marinos (13), derivados de rocas madres depositadas en paleoambientes reductores, arrojando un grado de maduración amplio como se ven agrupados en la parte inferior del gráfico de la Figura 2. Como se trata de yacimientos profundos, se considera que es muy poco probable que los crudos hayan sufrido biodegradación, debido a que las temperaturas a estos niveles generalmente exceden los 80°C, límite superior de vida para las bacterias que comúnmente biodegradan el petróleo (13).

En la siguiente Figura 3, se aprecia un incremento de la madurez térmica en sentido Noroeste a Sureste, esto principalmente da una idea del grado de maduración a lo largo de toda la cuenca, que incluso puede estar relacionado con mayores profundidades (altas temperaturas) y tiempos de cocción bajo esas condiciones de la roca en estas áreas. Además, se observan casos puntuales de crudos con mayor madurez dentro de grupos de pozos con un menor grado de madurez térmica, lo cual lleva a recomendar hacer estudios subsecuentes para determinar cual pudiera ser la causa de esas anomalías.

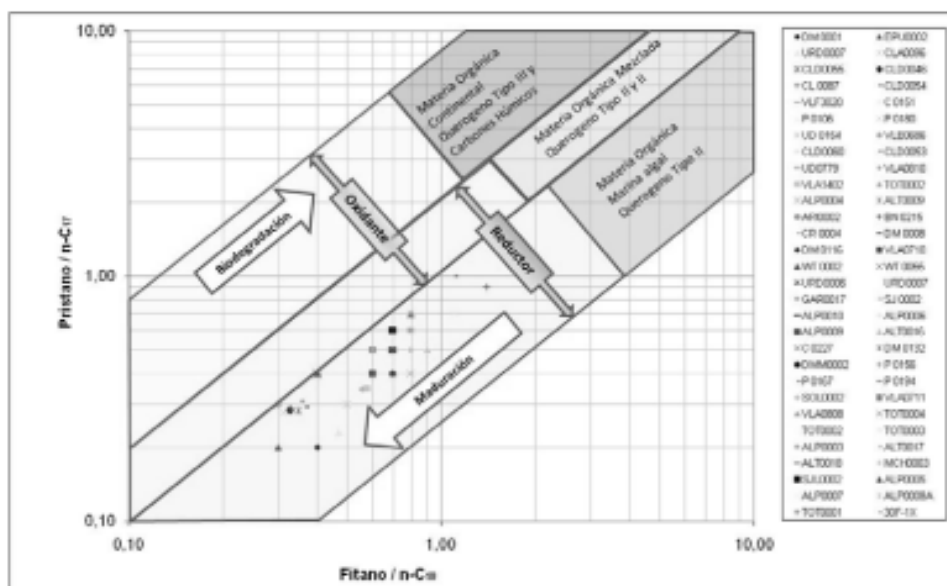


Figura 2. Diagrama Pristano/ n -C₁₇ Vs. Fitano/ n -C₁₈, en crudos de la Cuenca del Lago de Maracaibo.

Análisis de madurez con biomarcadores saturados y compuestos aromáticos en la fracción C₁₅₊

Relación $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ ó % $\beta\beta$

La isomerización en las posiciones de los átomos de carbono 14 y 17 en los estéranos regulares C₂₉-20S y 20R causa el incremento de la relación $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ hasta alrededor de 0,7 debido a la mayor estabilidad térmica de los isómeros $\beta\beta$ en comparación con los isómeros derivados biológicamente $\alpha\alpha$ (23). Esta relación parece ser independiente del tipo de materia orgánica y alcanza el equilibrio más lento que la relación $\alpha\alpha\alpha 20S/(\alpha\alpha\alpha 20S+\alpha\alpha\alpha 20R)$; por tanto, es efectiva a niveles más altos de madurez.

El nivel de madurez determinado a través del % $\beta\beta$, es mostrado en la Figura 4, en la cual se observa que la mayoría de las muestras de crudo en niveles del Cretáceo en la cuenca, han alcanzado cierta condición de equilibrio para esta reacción, la cual ubica la madurez térmica de la muestra en la zona del pico de la ventana del petróleo (24 y 3), siendo por lo tanto más viable para la estimación del nivel de madurez.

Es importante mencionar la coincidencia respecto a la Figura 3, en el sentido que los crudos presentes en la parte central de la costa occidental del Lago de Maracaibo (campos Totumo, Alpuf, Machiques, San Julián, Alturitas, entre otros) muestran un nivel de madurez térmica consistentemente más bajo que el observado en el resto de la cuenca, lo cual hace de nuevo suponer a esta área de la cuenca, como una región en la cual la Formación La Luna generó petróleo, en un tiempo geológico más cercano al momento actual, que lo que ocurrió en el resto de la cuenca.

Así mismo, se resalta que para el crudo del campo Rosario, el cual aparece en la Figura 4 con evidencias de madurez térmica en la zona del máximo de la ventana del petróleo. Considerando que los crudos provenientes de campos ubicados cercanos a Rosario (Las Cruces, Bonito) en la zona sur, arrojan sistemáticamente evidencias de madurez térmica elevada, corroborada por los estudios de (5), se propone que la madurez térmica para los crudos del campo Rosario, debería ser similar a la de los hidrocarburos producidos por los yacimientos presentes al sur de este campo.

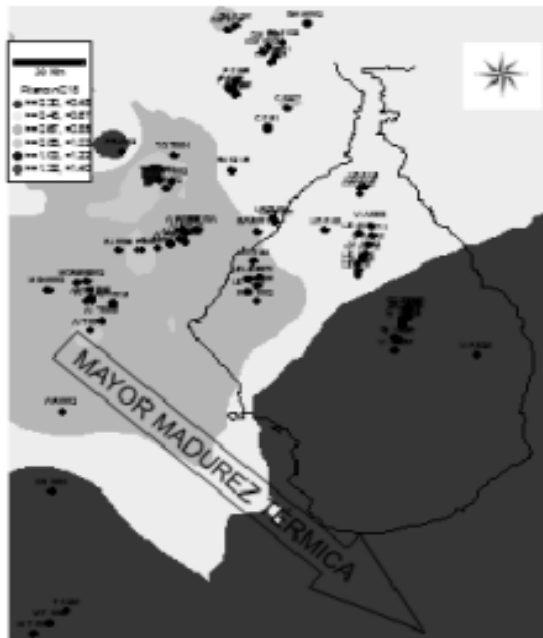


Figura 3. Gráfico de Fitano/ n -C₁₈, crudos de la Cuenca del Lago de Maracaibo.

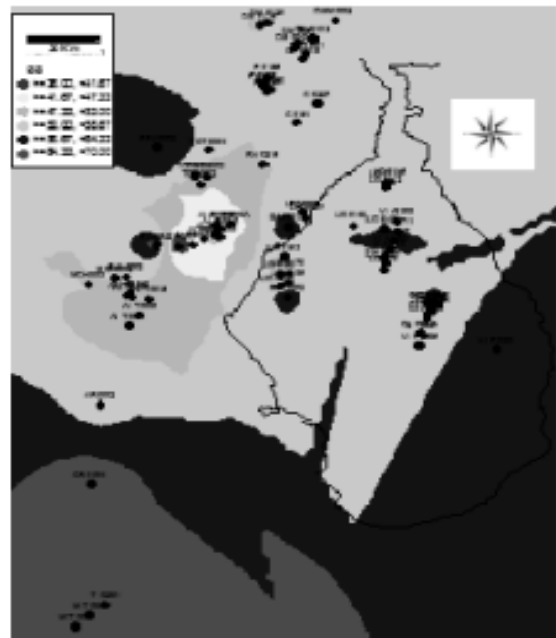


Figura 4. Mapa de madurez térmica con %ββ, crudos de la Cuenca del Lago de Maracaibo.

Utilización de la Fracción C₁₅ para Reconocer Familia de Crudos Diagramas polares – Fingerprint ó Huella Digital de Crudos

En esta sección se presentan los resultados obtenidos sobre los análisis realizados en la fracción de C₁₅, estos corresponden al método visual de análisis de resultados representado por los diagramas polares ó huella digital de crudos, los cuales se construyen a través de la utilización de los "diagramas estrella", que

no son más que representaciones en escala polar de relaciones de diversas parafinas (señales minoritarias en el cromatograma). Las relaciones interparafinas normalizadas, son las más concluyentes en la discriminación de familias de las muestras objeto del estudio estadístico, estas serán las que se van a utilizar para definir las puntas de la estrella en el diagrama estrella.

Para los crudos procedentes de la U.E. Lagomar del Bloque I, también fueron construidos los diagramas de huella digital, ellos son mostrados en la Figura 5, donde se observan diferencias entre los pozos A, B y C.

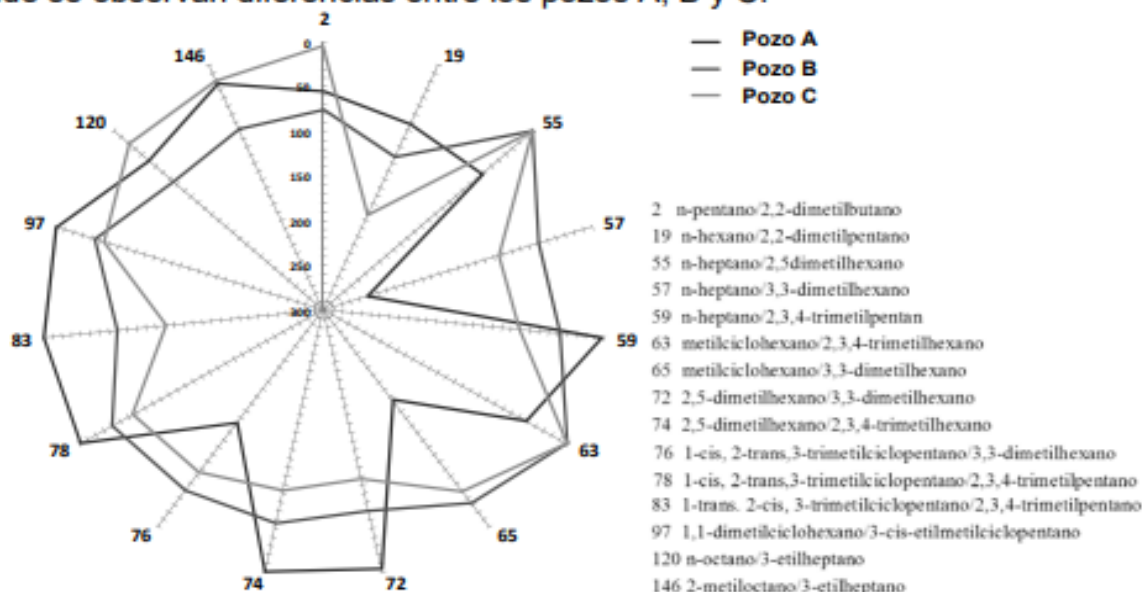


Figura 5. Diagramas de huellas digitales para las muestras de crudos en la U.E. Lagomar.

Se observa que los pozos B y C, presentan similitudes composicionales en buena medida, al presentar una forma similar de su diagrama estrella, para las relaciones de los compuestos indicados con los números: 97, 83, 78, 76, 74, 72, 65, 63, 59, 57, 55, 19 (12 de las 15 relaciones), sin embargo, queda muy claro que se puede diferenciar uno del otro, puesto que presentan picos resaltantes de los diferentes compuestos, si además, con el pozo A se denota una mayor diferencia, siendo que estos pozos se encuentran en un mismo bloque o compartimiento, y la distancia entre ellos es representativa y se evidencia su influencia con este tipo de análisis.

Los pozos de la U.E. Lagomar, se caracterizan por presentar diferentes diagramas estrellas. Es común en estos pozos los amplios intervalos cañoneados C (1713 pies), B (656 pies) y A (1424 pies), lo cual limita la realización de inferencias sobre la continuidad vertical, al no poder discretizar los intervalos productores, recordando que probablemente hay diferentes yacimientos aportando crudo a cada pozo.

Por otra parte, los Pozos C y B se encuentran separados geográficamente del pozo A, a una distancia considerable (aproximadamente a 10 km) lo cual limita la aplicabilidad de la herramienta geoquímica de C_{15-} , para definir posibles barreras que impidan la comunicación o establecer por el contrario indicios de algún tipo de

continuidad lateral, así como descartar posibles barreras estructurales o estratigráficas, importantes para establecer diferentes compartimientos, entre el yacimiento o área de estudio, que a su vez, servirían para establecer las reservas asociadas a un yacimiento en específico, y distribuir los aportes por cada intervalo o yacimiento productor, que permitirán el control y toma de decisiones sobre los planes de perforación, completación, producción y por consiguiente de explotación.

Conclusiones y Recomendaciones

- Se Logró identificar y definir el origen genético de los crudos, kerógeno tipo II y la naturaleza de la roca madre "La Luna" predominantemente Carbonática hacia el Norte con graduales cambios de facies Siliciclásticas o Lutíticas hacia el piedemonte de Los Andes, con el uso apropiado de Biomarcadores.

- Se pudo visualizar las condiciones en las cuales fueron generados los crudos, en esta área de la cuenca. Además, se determinó la existencia de crudos con diferentes niveles de madurez térmica, indicios de diferentes tiempos de madurez (Cocinas Eocena y Miocena-Reciente) y expulsión.

- Se caracterizaron los crudos cretáceos de los campos Bloq. I y VIII utilizando las fracciones livianas de hidrocarburos saturados (C₁₅-). Con ello, se estableció sutiles diferencias entre los crudos, que permiten distinguirlos unos de otros en una misma área, yacimiento o compartimiento. Estas diferencias pueden atribuirse a que han sido generados de distintas regiones de la Formación La Luna en la Cuenca.

- Se establecieron parámetros de correlación crudo-crudo (Ej: V/(V+Ni)), lo cual ha arrojado la existencia de rocas madres comunes dentro de la Cuenca del Lago (Formación La Luna), presentando diferencia de facies, siendo más continental (Plataforma interior con influencia de clásticos del continente) hacia el Sur del Lago y un ambiente más marino (Talud) hacia el Norte.

- Seguir con estudios de este tipo a lo largo y ancho de todo el país, para en un futuro tener mapas de geoquímica de crudos y con ello manejar mejor los diferentes campos petrolíferos.

- Realizar mayores esfuerzos para realizar análisis geoquímicos más completos y modernos en áreas de exploración en la actualidad e integrarlo a este tipo de estudio.

- Integrar disciplinas de las diferentes ciencias y geociencias específicas, a fin de mancomunar esfuerzos y obtener mejores resultados de las interpretaciones en los diferentes ámbitos.

Referencias Bibliográficas

1. TALUKDAR S. y MARCANO F. (1994). Petroleum system of the Maracaibo Basin, Venezuela, in Magoon L.B. y Dow W.G., eds., 1994. The Petroleum System – From Source to Trap: Tulsa, AAPG Memoir 60, pp. 463-481.
2. TISSOT B.P. and WELTE D.H. (1984) "Petroleum formation and occurrence (2nd Edition)". New York, Springer-Verlag, 699 p.
3. PETERS K.E., MOLDOWAN J.M. Biomarker Guide, Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments. Prentice Hall, Englewood Cliffs,

- New Jersey, 1993, 363 p.
4. Cromatógrafo de Gases Agilent Technologies 6890 NW® Acoplado a Espectrómetro de Masas Agilent Technologies 5973 NW®: Manual de Operaciones.
 5. GALLANGO O., CHIN-A-LIEN M., y TALUKDAR S. (1984). Estudio Geoquímico Regional de la Cuenca de Maracaibo. Los Teques, Intevep S.A., Gerencia de Ciencias de La Tierra, INT-00907,84, Informe interno, 190 p.
 6. TALUKDAR S., GALLANGO O. y RUGGIERO A., 1985. Formaciones La Luna y Querecual de Venezuela como rocas madres de petróleo: Caracas, VI Congreso Geológico Venezolano, Mem., octubre 1985, Tomo VI, p. 3606-3642.
 7. ESCOBAR M. (1987). Geoquímica Orgánica del Petróleo en la Región Nor-central de la Costa Occidental del Lago de Maracaibo, Venezuela. Tesis Doctoral, Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ciencias, 380 p.
 8. PARNAUD F., CAPELLO M., GOU Y., SÁNCHEZ A., PASCUAL J.C. y TRUSKOWSKI I., 1994. "Análisis geológico integrado de las cuencas de Barinas y Maracaibo. Síntesis Estratigráfica" Inf. Ténc., INT -02779,94, Los Teques INTEVEP S.A.
 9. PDVSA., 2005. Libro Oficial de Reservas
 10. ERLICH R.N, MACSOTAY O.I, NEDERBRAGT A.J, y ANTONIETA LORENTE M. Elsevier Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology 153 (1999) 203–238.
 11. AL-SHRAHRISTANI H. and AL-ATHYIA M.J. (1972) Vertical migration of oil in Iraqi oil fields: Evidence based on vanadium and nickel concentrations: *Geochim. Cosmochim. Acta*, vol. 36, p. 929-938.
 12. LEWAN M.D. (1984) Factors controlling the proportionality of vanadium to nickel in crude oils: *Geochim. Cosmochim. Acta*, vol. 48, p. 2231-2238.
 13. HUNT J. M. (1996). *Petroleum Geochemistry and Geology* 2nd ed. San Francisco, Freeman and Company, 743 p.
 14. FILBY R. (1994). *Geofluids: Origin, Migration and Evolution of Fluids in Sedimentary Basins*, ed. Parnell, J. Geological Society Special Publication No. 78, London, pp. 203-218
 15. LÓPEZ L., LO MONACO S. y RICHARDSON M. (1998). Use of molecular parameters and trace elements in oil-oil correlation studies, Barinas sub-basin, Venezuela. *Organic Geochemistry*, Vol. 29 No. 1-3 pp. 613-629.
 16. Alberdi-Genolet, M., Tocco R. Trace metals and organic geochemistry of the Machiques Member (Aptian–Albian) and La Luna Formation (Cenomanian–Campanian), Venezuela. *Chemical Geology* 160 (1999) 19–38.
 17. CHAKHMAKHCHEV V.A., PUNANOVA S.A. and ZHARKOV N.I. (1983) Percolation of oil and changes in its composition in porous media (based on experimental studies): *Intern. Geol. Rev.*, vol.25, no. 10, p. 1223-1228.
 18. VANDERBROUCKE M., DURAND B. and OUDIN J.L. (1983) Detecting migration phenomena in a geological series by means of C1-C35 hydrocarbon amounts and distributions, in Bjoroy M. et al., eds., *Advances in Organic Geochemistry 1981*: New York, Wiley, p. 147-155.
 19. BONILLA J.V. and ENGEL M.H. (1986) Chemical and isotopic redistribution of hydrocarbons during migration: Laboratory simulation experiments, in Leythaeuser D. and Rullkotter J., eds., *Advances in Organic*

- Geochemistry 1985: Org. Geochem., vol. 10, p. 181-190.
20. ZHAO-AN F. y PHILP R.P. (1987). Laboratory biomarker fractionations and implications for migration studies. Org. Geochem., Vol. 11, pp. 169- 175.
 21. BONILLA J.V. and ENGEL M.H. (1988). Chemical alteration of crude oils during migration through quartz and clay minerals, en Mattavelli L. y Novelli L., eds., Advances in Organic Geochemistry 1987: Org. Geochem., Vol. 13, pp. 503-512.
 22. BROOKS J. D., GOULD K., and SMITH J. W. (1969). Isoprenoid hydrocarbons in coal and petroleum. Nature 222, 257–259.
 23. FARRIMOND P., TAYLOR A. y TELNAES N. (1998). Biomarker maturity parameters: the role of generation and thermal degradation. Organic Geochemistry, Vol. 29 No. 5-7 pp. 1181-1197.
 24. MACKENZIE A. S. (1984) Application of biological markers in petroleum geochemistry. In Advances in Petroleum Geochemistry (eds. J. Brooks and D. H. Welte). Academic Press, vol. 1, pp. 115–214.