

# Nuevas Evidencias para la Interpretación del Sistema Petrolero del Sur Este de la Cuenca de Maracaibo-Venezuela.

MURILLO, W\*; GROBAS, J\*\*; KASSABJI, E\*\*; MARTINEZ, A\*

\* *Pdvsa Intevp, Urb. Santa Rosa, Sector El Tambor, Los Teques, Venezuela.*

\*\* *Pdvsa Occidente, Av. 5 de Julio, Edif. PDVSA – E y P, Maracaibo, Venezuela.*

## RESUMEN

Pozos perforados recientemente han obtenido éxito comercial en el área Sureste del Lago de Maracaibo lo que ha renovado la actividad exploratoria en esta área. Una reevaluación de estudios previos y nueva información geoquímica de crudos sugiere que la región pudo haber recibido dos cargas de hidrocarburos; la primera de edad Eoceno y localizada al Este de la zona de estudio, y la segunda desde la cocina Mioceno, recientemente localizada al Suroeste de la zona de estudio.

Las características físicas y químicas de los crudos están controladas principalmente por su grado de madurez termal y procesos de biodegradación en el yacimiento. Su huella cromatografica muestra una serie completa de compuestos desde C15 hasta C30. También estos crudos presentan concentraciones variables de su mezcla compleja sin resolver (UCM). Estas características podrían sugerir una mezcla variable de un crudo original sin alteración con un crudo biodegradado. Sin embargo, los valores isotópicos del carbono y biomarcadores de estos crudos son prácticamente idénticos. Las evidencias de la primera carga de hidrocarburos es la presencia de 25-Norhopano y hopanos demetilados en la distribución de biomarcadores. Los mismos exhiben concentraciones, a nivel traza, de compuestos tales como Oleanano que podrían ser el producto de contaminación inducida por el yacimiento (Fm. Misoa).

En conclusión, la primera carga aportó hidrocarburos en poco volumen sin llegar a saturar los yacimientos del sistema. Mientras que la segunda carga aportó la mayor proporción de los hidrocarburos a los yacimientos del área. De acuerdo a esta interpretación la zona oriental del área de estudio próxima a la Cuenca de Falcón presenta un sistema petrolero separado y diferente al activo en el sureste de la Cuenca de Maracaibo. Además, la exploración podría continuar hacia la zona de generación y migración de la segunda cocina donde existen áreas prospectivas de menor riesgo petrolero.

## INTRODUCCION

En el estudio presentado a continuación se realizó la evaluación geoquímica de los crudos pertenecientes a las arenas B4, B3, B1 y A10 del pozo 28 ubicado en el campo Tomoporo del área de Zulia Oriental.

El objetivo de este estudio fue establecer las características geoquímicas de estos crudos, de manera de definir el nivel de madurez, tipo de materia orgánica, condiciones redox del ambiente de depositación y procesos de alteración postgenéticos, tales como: el lavado por agua y la biodegradación.

## GEOLOGIA LOCAL

La cuenca de Maracaibo es la cuenca petrolífera más importante de Venezuela. La roca madre por excelencia es la formación La Luna de edad Cretácico tardío, cuyas fases se extendieron por toda Venezuela occidental hasta Colombia.

El petróleo fue generado, migrado y acumulado en diversos pulsos siendo el más importante el ocurrido durante el levantamiento andino.

Los principales Campos petroleros se encuentran en la Costa Oriental del Lago de Maracaibo. Los crudos que producen de yacimientos terciarios son principalmente de los campos: Cabimas, Tia Juana, lagunillas, Bachaquero, Mene Grande y Motatán.

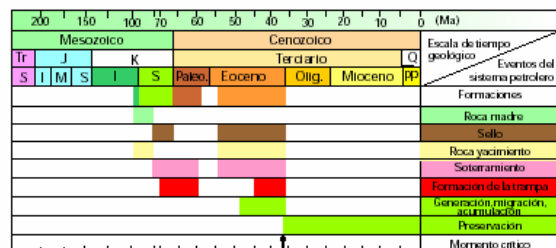
La gravedad de los crudos es bastante diversa en general los crudos más livianos ocurren en yacimientos Cretácicos profundos y se van haciendo más pesados a medida que se acercan a los yacimientos terciarios más someros. Algunos crudos de la Costa Oriental del Lago llegan a tener menos de 13° API.

El petróleo presente en las arenas basales de Paují y B superior de Misoa de pozos localizados en campos aledaños son el resultado de un proceso de mezcla de crudos biodegradados generados por la cocina Eocena con un crudo no biodegradado generado de la cocina Mioceno-reciente. Como resultado de este proceso de mezcla, se tienen crudos con °API < 22 ° a la esperada 30 ° API . Gallango et al; 2001

## SISTEMAS PETROLEROS

En la Fig. 1, se observa el sistema petrolero de la fase uno de la Cuenca de Maracaibo, generado a partir de la formación La Luna en el subsuelo adyacente al Noreste del Lago de Maracaibo. La generación ocurre al Noreste de la cuenca con migración y acumulación durante el Eoceno Tardío, hacia el Sur Oeste, entrampándose en yacimientos Cretácicos y Eocenos, especialmente hacia el Alto de Icotea. El momento crítico donde se alcanza el máximo de acumulación, se encuentra en el límite Eoceno-Oligoceno.

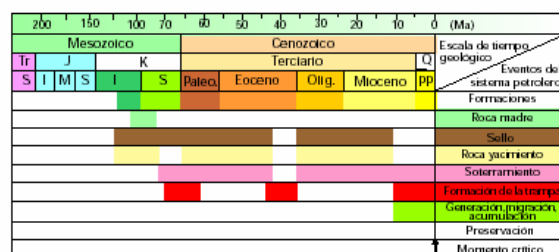
Fig. 1. Sistema petrolero de la fase 1. Cuenca de Maracaibo.



Sistema petrolero de la "Fase 1", Cuenca de Maracaibo (Modificado de Talukdar y Marcano, 1994).

En la Fig. 2 se observa el sistema petrolero de la fase dos, constituido por la roca madre Cretácica (principalmente la Formación La Luna) en la mayor parte de la actual cuenca hidrográfica del Lago de Maracaibo, que en algunas áreas alcanza condiciones de sobremadurez. La generación, la migración y la acumulación ocurren en pleno levantamiento andino, llenando yacimientos prácticamente a lo largo de toda la columna estratigráfica . Este evento constituye el evento más importante de acumulación de hidrocarburos para los yacimientos terciarios, particularmente en las estructuras de los campos de la región occidental del Lago de Maracaibo, campos de Urdaneta, Lama- Icotea y los de la Costa Oriental del Lago de Maracaibo.

Fig. 2. Sistema Petrolero de la Fase 2. Cuenca de Maracaibo.



Sistema petrolero de la "Fase 2", Cuenca de Maracaibo (Modificado de Talukdar y Marcano, 1994).

## METODOLOGIA

El contenido de hidrocarburos saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos, fue determinado empleando cromatografía líquida, en un equipo HPLC modelo Waters. La fracción de hidrocarburos saturados

se analizó posteriormente por cromatografía de gases en un equipo HP6890 con un detector de FID y una columna capilar HP-1 de metilsilicona. Los hidrocarburos saturados y aromáticos se analizaron mediante la técnica de cromatografía de gases acoplada con espectrometría de masa GCMS, para determinar la presencia y el contenido de compuestos biomarcadores. Estos análisis fueron realizados en un cromatógrafo marca Agilent Technologies, modelo 6890 N con un detector de masas Agilent-5973 N en el caso de marcadores aromáticos y Agilent-5973 inert para los biomarcadores saturados.

## RESULTADOS

### Clasificación de crudos

Los resultados obtenidos de la cuantificación de los compuestos saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos se presentan en la Tabla 1.

**TABLA 1.** Contenido de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos.

| Formación | Crudo | Resinas | Asfaltenos | Saturados | Aromáticos |
|-----------|-------|---------|------------|-----------|------------|
| Misoa     | 21.2% | 45.1%   | 18.8%      | 14.9%     | 1.1%       |
| La Luna   | 23.5% | 41.4%   | 17.5%      | 17.1%     | 0.1%       |
| Crudo 28  | 22.4% | 41.1%   | 17.1%      | 19.4%     | 0.1%       |

En la tabla 2 se muestran los resultados isotópicos de los saturados, aromáticos y resinas de los extractos de Misoa, La Luna y del crudo del pozo 28.

**TABLA 2.** Correlación isotópica crudo- roca madre

| Formación | $\delta^{13}C$ Saturados | $\delta^{13}C$ Aromaticos | $\delta^{13}C$ Resinas |
|-----------|--------------------------|---------------------------|------------------------|
| Misoa     | -29,0125                 | -24,45                    | -26,175                |
| La Luna   | -25,075                  | -24,795                   | -25,635                |
| Crudo 28  | -26,695                  | -26,26                    | -26,3955               |

### Parámetros moleculares indicadores de origen de materia orgánica y ambiente deposicional

Los crudos de las arenas B4, B3, B1 y A10 presentan una distribución unimodal de n-parafinas de bajo peso molecular en el rango de C13 – C20, característico de materia orgánica de origen marino, Figuras 3 a y 3 b. La relación Pristano /Fitano describe las condiciones redox que predominaron durante la deposición de la materia orgánica, en estos crudos la relación Pristano/Fitano es menor a uno, indicando predominio de condiciones reductoras.

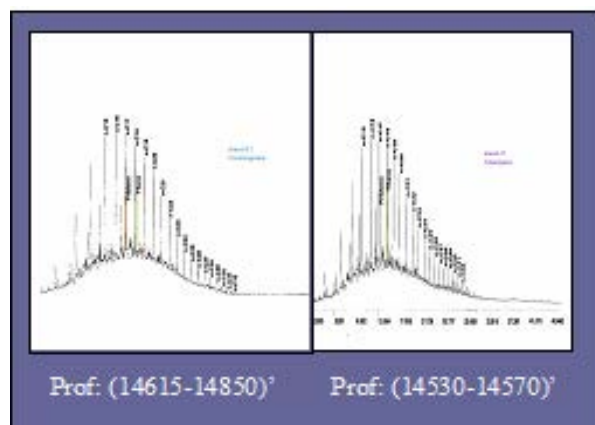
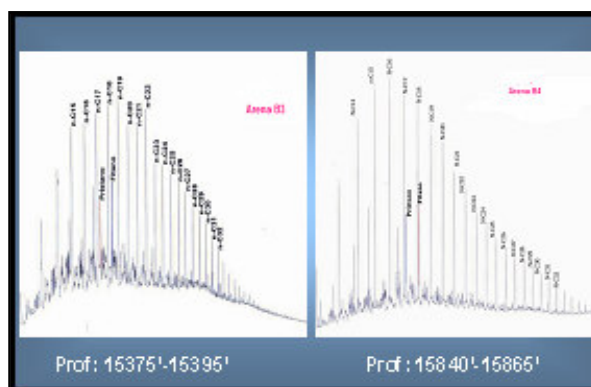


Fig. 3 a. Cromatograma de gases correspondiente a las Arenas B3 y B4

Fig 3 b. Cromatograma de gases correspondiente a las arenas B1 y A10.

En los fragmentogramas 218 (Fig. 4a y 4b) se observa un predominio del C27 esterano con relación a C29 esterano, lo que sugiere que la materia orgánica es de origen marino.

Fig. 4a. Fragmentogramas 218 de las arenas B3 y B4

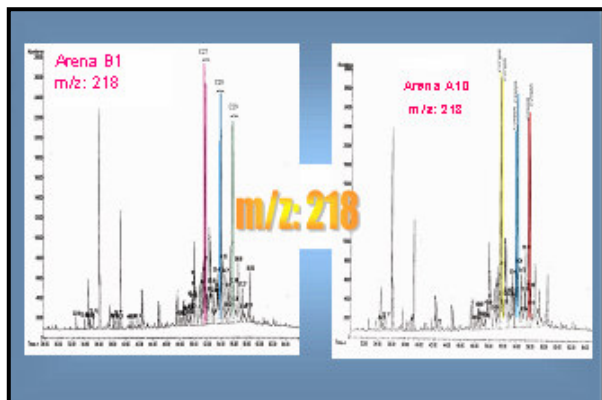
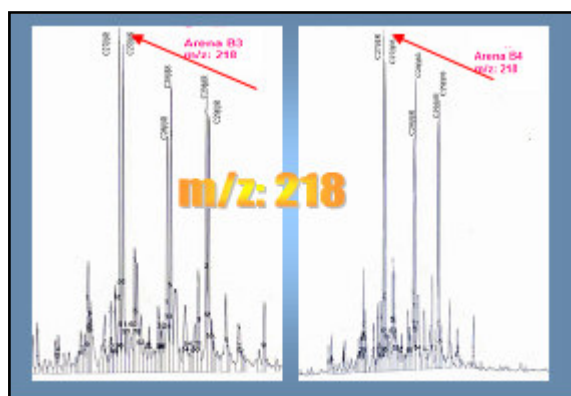


Fig. 4b. Fragmentogramas 218 correspondiente a las arenas B1 y A10.



A su vez, en los fragmentogramas 191 (Fig. 5 a y 5b) se observa una mayor proporción de terpanos tricíclicos con relación a los tetracíclicos existiendo un mayor aporte algal.

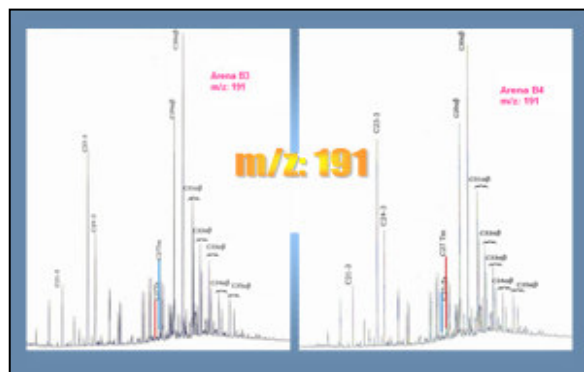


Fig. 5 a. Fragmentograma 191 correspondiente a las arenas B3 y B4

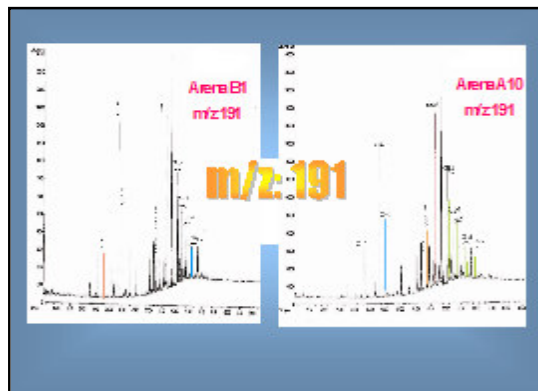


Fig. 5b. Fragmentogramas 191 correspondiente a las arenas B1 y A10

En el fragmentograma 412 (fig. 6 a y 6 b) se observa ligera presencia de 18  $\alpha$  (H)- Oleanano, este compuesto es un marcador de plantas superiores del Cretácico tardío o de una edad más joven que indica la existencia de aporte de materia orgánica continental. El bajo porcentaje de Oleanano/ C30-Hopano, entre 20 y 25 %, probablemente se asocia a una facie más continental de La Luna o al producto de contaminación durante la migración y acumulación del crudo en el yacimiento (Fm. Misoa).

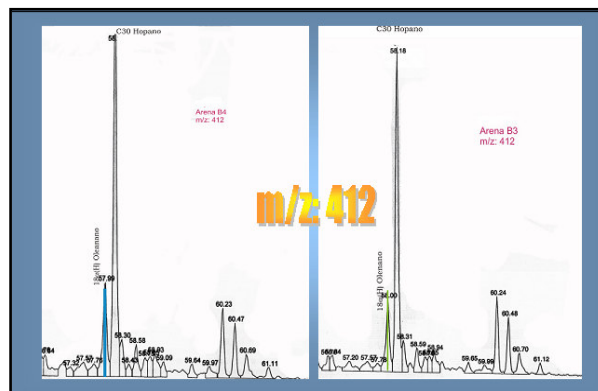


Fig. 6a. Fragmentogramas 412 correspondiente a las arenas B4 y B3.

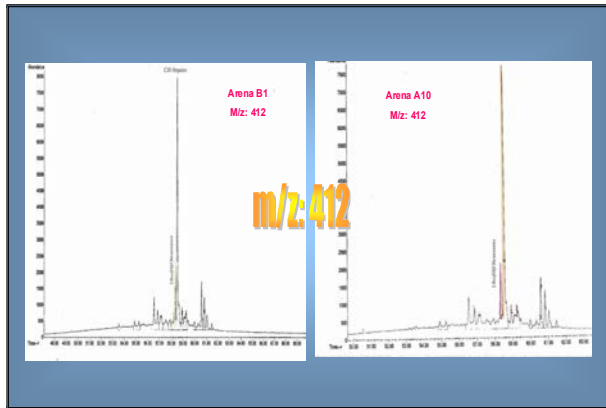


Fig. 6b. Fragmentogramas 412 correspondiente a las arenas B1 y A10.

### Parámetros moleculares indicadores de madurez

- **CPI**

Los valores de CPI (índice preferencial de carbono) para los crudos del pozo 28 son bastante cercanos a la unidad lo que refleja que no existe predominio de parafinas de carbono impar sobre parafinas de carbono par sugiriendo que estos crudos no son inmaduros.

- **% 20 S y %  $\beta\beta$**

Los valores del % 20 S para los crudos de estas cuatro arenas correspondientes a la reacción de isomerización del esterano C29 se encuentran entre 56 % y 58 %, valor límite atribuido al máximo de isomerización del esterano C29 en el equilibrio. Los valores del %  $\beta\beta$  para los crudos del pozo 28 en las arenas Misoa B1, B4 y B3 (Fm. Misoa) y A10 (Fm. Paují) se encuentran entre 54 y 55 % indicando que la reacción de isomerización del esterano C29 no ha llegado al equilibrio ya que éste se alcanza al 70 %. Estos valores demuestran que estos crudos fueron generados de una roca que se encontraba para el momento de la expulsión en ventana de petróleo.

- **% Triaromáticos**

Para los crudos del pozo 28 correspondientes a las arenas de Misoa B-4 y B-3, se tienen un % TA entre 15 y 20 % y para los crudos de las arenas Paují A -10 y Misoa B-1 se tienen un % TA entre 12,5 y 13%.

Los parámetros de madurez antes señalados indican que los crudos pertenecientes a estas cuatro arenas fueron generados de una roca asociada a un nivel de madurez temprana.

- **Lavado por agua**

Los bajos valores de PHEN/ MPHEN y DBT/MDBT observados en los crudos del pozo 28 se debe a que estos experimentaron efecto de lavado por agua reflejado con el decrecimiento del dibenzotiofeno (DBT) con respecto al metildibenzotiofeno (MDBT) y del fenantreno (PHEN) con respecto al metilfenantreno (MPHEN).

### Parámetros moleculares indicadores de biodegradación

En la figura 7a y 7b se observa la presencia de hopanos demetilados y 25- norhopanos, m/z 177 para las cuatro arenas, los cuales indican que estos crudos experimentaron biodegradación de moderada a severa. Sin embargo, comparando los cromatogramas con el ion m/z= 177, figura 8, se observa la presencia de parafinas de bajo peso molecular lo que sugiere y corrobora que estos crudos provienen de dos pulsos de generación, donde inicialmente ocurre un levantamiento de la cuenca exponiendo a los yacimientos a la acción bacteriana y posteriormente ocurre el basculamiento de la misma profundizando los yacimientos. Esto explica la mezcla de crudos biodegradados y no biodegradados.

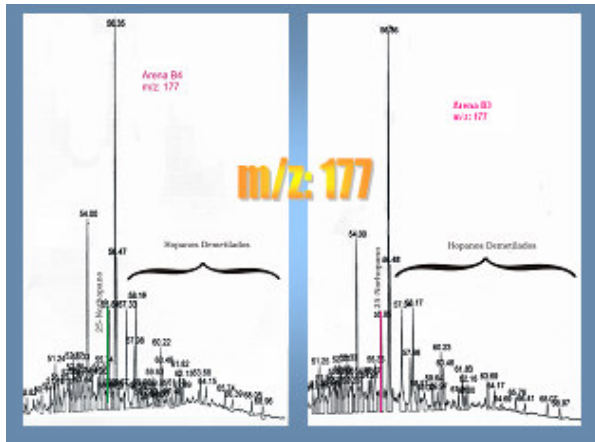


Fig. 7 a. Fragmentograma 177 de la arena B4 y B3

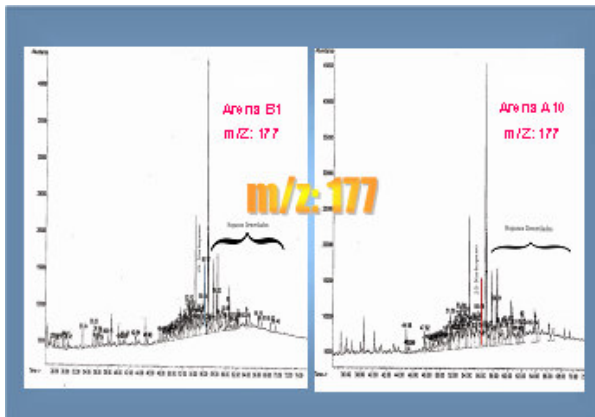


Fig. 7b. Fragmentograma 177, de las arenas B1 y A10

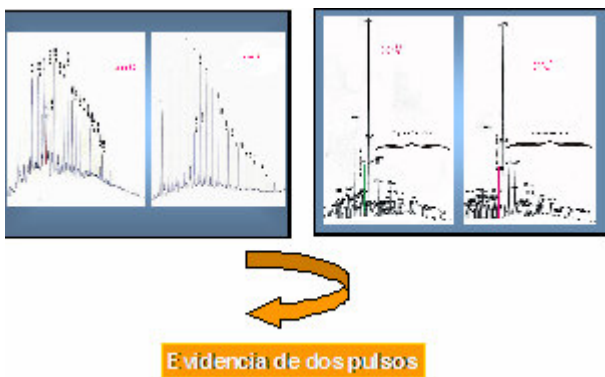


Fig 8 . Evidencia de dos pulsos de migración

### 3. CONCLUSIONES

- ✓ Los crudos analizados en las arenas Misoa B4, B3, B1 y A10, fueron generados de una roca que se encontraba en el momento de la expulsión en un nivel de madurez temprana cercano al pico de máxima generación.
- ✓ Estos crudos provienen de una materia orgánica marina con ligero aporte de materia orgánica terrestre .
- ✓ Los crudos del pozo 28 son clasificados como aromáticos- nafténicos.
- ✓ Probablemente estos crudos experimentaron lavado por agua, pero no presentan biodegradación de n-parafinas.
- ✓ Los crudos ubicados en las arenas Misoa B4, B3, B1 y A10 provienen de una mezcla de crudos, correspondiente a dos pulsos. Un primer pulso que experimento biodegradación de moderada a severa que posteriormente se mezcló con otro crudo, proveniente de otro pulso, que no experimentó biodegradación.

### • REFERENCIAS

- **Gallango, O** (2001). “Migración y alteración del petróleo en el área de Tomoporo Mene Grande, Cuenca de Maracaibo.” INT- 8537,2001.
- **Peters, K.E. y Moldowan, J.M.** (1993). “ The Biomarker Guide. Interepreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments.” Prentice Hall, New Jersey, U.S.A, 363 p.
- **Tissot, B.P y Welte, D.H** (1978). “ Petroleum, Formation and Ocurrance”, Springer- Verlag, Berlín, Alemania, 538 p.
- **Wec de Venezuela;** 1997.