

# CARACTERIZACIÓN GEOQUÍMICA DE LOS YACIMIENTOS ARENAS B Y BASAL LA ROSA DEL ÁREA VLA0016 / VLA0033, AL NORTE DEL BLOQUE I EN LA CUENCA DEL LAGO DE MARACAIBO.

Deiby Gómez<sup>1</sup> y Jhoan Urdaneta<sup>1</sup>

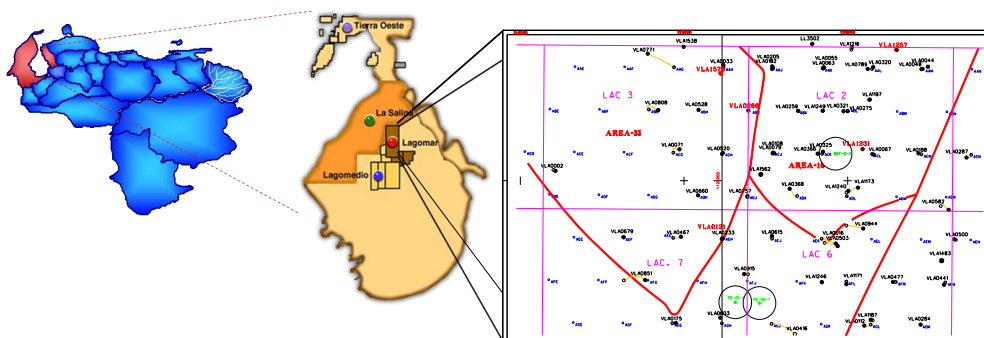
Petróleos de Venezuela S. A., División Occidente, Cabimas 4013, Venezuela.  
urdanetajjx@pdvsa.com, gomezdz@pdvsa.com, Urdanetajjx@gmail.com, deibygomez@gmail.com

## RESUMEN

El propósito de esta investigación es documentar la zonificación molecular de los crudos atrapados en la Formación Basal La Rosa (BLR) / Arenas B, localizados en el Bloque I, del Occidente de la República Bolivariana de Venezuela específicamente en la Cuenca del Lago de Maracaibo, en las áreas VLA0016 y VLA0033 de la Unidad de Producción Lagomar. Para el desarrollo del mismo se llevó a cabo la recolección de las muestras de crudo en campo siguiendo la metodología estándar, luego a nivel de laboratorio se determinaron las relaciones atómicas entre compuestos para establecer la transformación físico-química de la materia orgánica desde su depósito hasta su estado actual. Una vez obtenidos el dato de campo se llevó a cabo la inyección de la misma en el equipo de Cromatografía de Gases acoplado a un Espectrómetro de Masa, donde ocurre la separación de los compuestos para su posterior análisis detallado. Los resultados de ésta investigación permiten establecer los niveles de madurez térmica, origen de materia orgánica, huella digital del crudo, ambiente de depósito, alteraciones del crudo a través de relaciones estadísticas entre compuestos, con el fin de caracterizar geoquímicamente el crudo del área de interés.

## UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El área de estudio se encuentra localizada al noroeste de la República Bolivariana de Venezuela, dentro de la Cuenca Petrolífera de Maracaibo. A nivel local, el estudio fue elaborado en el Bloque I perteneciente a la Unidad de Producción Lagomar del Distrito Lago Norte. El Área limita estructuralmente al oeste por una falla de tipo normal con la Unidad de Producción Urdaneta Lago, hacia el este con la Falla Lama-Icotea, hacia su parte norte con un límite arbitrario y al sur con dos fallas que se interceptan a nivel del mismo miembro Santa Bárbara.



*Ilustración 1. Vista del área de estudio. Tomado de PDVSA.*

## MARCO METODOLÓGICO

Esta investigación es de carácter descriptivo e interpretativo. El universo de muestras analizadas fue de 9 pozos distribuidos en las áreas VLA0016 y VLA0033 del Bloque I campo Lagunillas de la Cuenca del Lago de Maracaibo, haciendo énfasis en crudos medianos y livianos del área, gracias a que en ellos se logró realizar un mayor número de análisis.

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

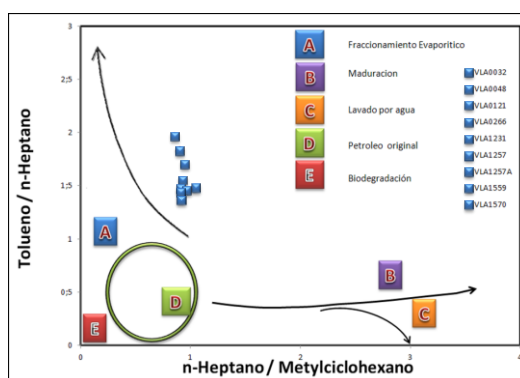
analizar las fracciones de aromáticos y saturados a través de cromatografía de gases acoplada a espectrometría de masa con el fin de cuantificar de manera relativa los biomarcadores presentes en el crudo, con el fin de caracterizar y simular los yacimientos.

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los resultados obtenidos en esta investigación, mediante el procesamiento, análisis e interpretación de los datos arrojados por la población de crudos estudiados, se llevaron a cabo a través de estudio geológico del área, y su posterior toma de muestra en cabezal del pozo que seguidamente fueron analizados en laboratorio, a fin de determinar la caracterización geoquímica de los crudos.

### RELACIÓN DE PARAFINIDAD VS AROMATICIDAD DE THOMPSON (1988)

El gráfico propuesto por Thompson permite clasificar los crudos livianos y condensados de acuerdo al tipo de alteración; En este gráfico, el sentido de las flechas indica una tendencia de incremento en el proceso o bien que el proceso es más avanzado, por ejemplo, en los crudos del área de estudio, ellos están siendo afectados, por una alteración de fraccionamiento evaporativo, ubicado en la zona A, por otra parte también muestra una buena madurez, pero conforme se presenta el proceso de fraccionamiento evaporativo los crudos residuales tienden a incrementar la aromaticidad, en la zona A, mientras que si se analiza la fracción ligera migrada se encontraría incremento de la parafinicidad.



*Ilustración 2. Relación de Parafinicidad vs. Aromaticidad.*

### DETERMINACIÓN DE CORRELACIÓN Y TRANSFORMACIÓN DE CRUDOS SEGÚN HALPERN (1995)

El diagrama estrella para la transformación de crudos con base en el alto porcentaje de tolueno para el compuesto C7, indica que los crudos en estudio, no presentan alteración de lavado por aguas, de las nueve (9) muestras, solo se diferenciaron los pozos VLA1257, VLA0121, VLA1570 y VLA0048 por presentar un menor valor de tolueno en el pico Tr1, no siendo afectados por este tipo de alteración. Sin embargo se puede inferir que el total de las muestras analizadas (8), presentan alteraciones por fraccionamiento evaporativo. El parámetro Tr6 afecta todos los crudos de los pozos analizados, exceptuando al pozo VLA0266, que presenta un proceso de alteración distinto asociado más a una alteración por fraccionamiento – migración, debido a la resistencia que opone con respecto al resto de los crudos.

El diagrama estrella para determinar correlaciones de crudo según lo expuesto por Halpern (1988), manifiesta que las muestras en estudios exhiben un perfil similar, aunado a ello, se tiene que para el parámetro C1 en todos los crudos a excepción de los pozos VLA0266 y VLA1570, difieren de los otros, siendo esto un indicativo de un posible fraccionamiento – migración, en donde otros autores lo asocian a un mal manejo de la muestra durante su preparación, adicionalmente los hidrocarburos en estudio presentan un alto grado de maduración.

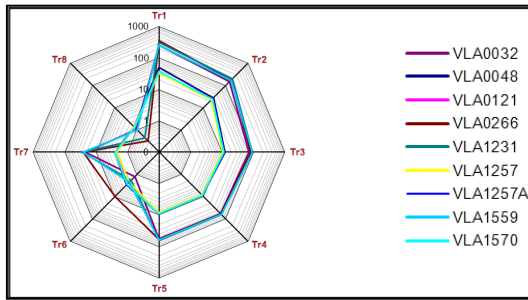


Ilustración 3. Diagrama de estrella de Halpern (1988) para determinar transformación de crudos.

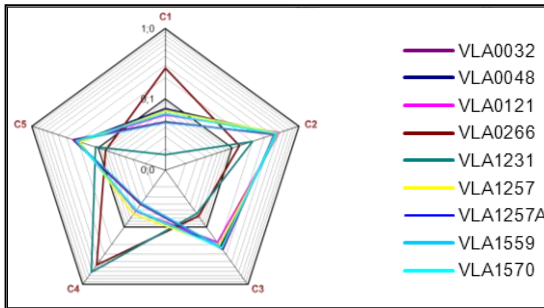
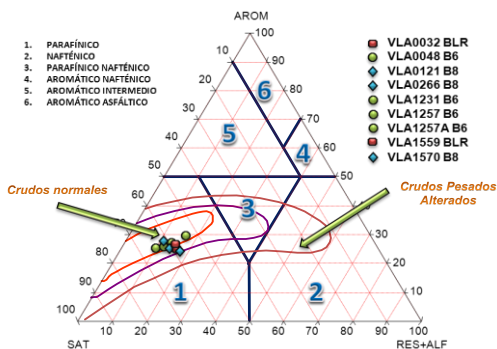


Ilustración 4. Diagrama de estrella de Halpern (1988) para determinar correlación de crudos.

### DIAGRAMA TERNARIO PARA RECONOCER CLASES GEOQUÍMICAS DE CRUDOS

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, 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. La composición SARA para las arenas en estudio, son principalmente de origen parafínico (saturados), y se puede indicar que estos crudos por estar a mayor profundidad presentan un mayor nivel de madurez que los crudos de las arenas más someras de áreas adyacentes.

Diagrama Ternario SARA de Crudos Según Tissot y Welte, 1984)

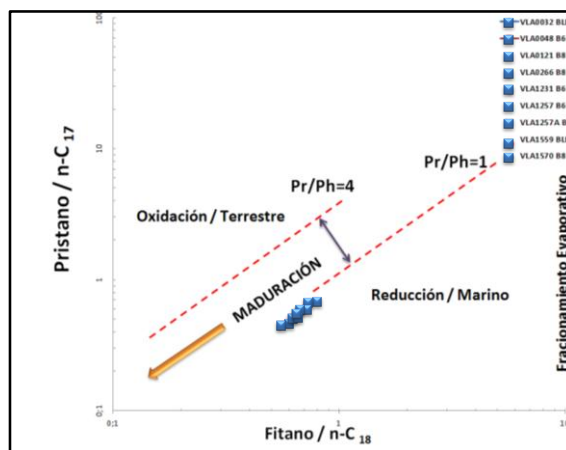


POZOS	PROFUNDIDAD TVD	API °	HORIZONTE	EDAD	%RES+ASF	
VLA0032	5419	37.1	BLR	MIOCENO	16.28	
VLA0048	3810	26.4	B6	MIOCENO	12.43	
VLA0121	4663	32	B8	MIOCENO	11.39	
VLA0266	4435	30.7	B8	MIOCENO	16.2	
VLA1231	4043	32.5	B6	MIOCENO	13.61	
VLA1257	3958	32.9	B6	MIOCENO	16.96	
VLA1257A	3958	32.9	B6	MIOCENO	10.16	
VLA1559	5484	36.2	BLR	MIOCENO	15.28	
VLA1570	4389	30.1	B8	MIOCENO	14.32	
POZOS	% SATURADOS	% AROMÁTICOS	% RESINAS	% ASFALTENOS	V	Ni
VLA0032	59.55	24.17	15.69	0.59	48.3	6.2
VLA0048	62.52	25.05	12.2	0.23	94.6	18.5
VLA0121	61.55	27.06	11.12	0.27	112	15.6
VLA0266	59.18	24.62	15.9	0.3	152	12.2
VLA1231	59.7	26.69	13.23	0.38	139	11.3
VLA1257	54.36	28.68	16.35	0.61	149	13
VLA1257A	65.29	24.55	10.06	0.1	133	21.9
VLA1559	59.6	25.13	14.81	0.47	95.6	6.4
VLA1570	61.33	24.35	13.79	0.53	113	16.7

Ilustración 5. Diagrama ternario de las fracciones SARA (saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos) con información de los crudos del área de estudio.

### RELACIÓN ENTRE PR/N-C17 Y F/N-C18

La relación  $Pr/nC_{17}$  vs.  $Ph/nC_{18}$  según Hunt, (1996), muestra valores inferiores a uno, lo cual es particular de una materia orgánica de tipo marino en condiciones de reducción lo cual se atribuye a un estado de madurez en desarrollo, característico de los crudos del área.



*Ilustración 6. Relaciones Pr/nC17 vs. Ph/nC18 de los crudos del área de estudio.*

## CONCLUSIONES

- A través del C<sub>7</sub>OCSD, se logró diferenciar la huella digital del crudo en cada una de las muestras provenientes del área de interés, encontrándose diferencias moleculares entre ellas.
- A través de C<sub>7</sub>OTSD, se muestra un alto porcentaje de tolueno, lo que indica que los crudos no han sido alterados por lavado por aguas, indicando una biodegradación progresiva.
- Los crudos de interés muestran una buena maduración, acotando también que éstos tienen aporte de materia orgánica terrestre.
- El compuesto MDBT muestra una forma escalonada hacia la derecha, indicando origen de crudo siliciclásticos.
- El valor serosidad vs. Pristano/ Fitano es >1 lo cual indica origen marino.
- El análisis de los hopanoides indican abundancia precursora de origen marino.
- La relación Tolueno/n-Heptano evidencia que nuestros crudos fueron afectados por fraccionamiento evaporativo.
- La aplicación de la geoquímica orgánica como una herramienta alterna a las tradicionales PLT y SPT, permite una aproximación efectiva y de bajo costo en el seguimiento de producción conjunta de pozos del área, eliminando la intervención mecánica del pozo.

## REFERENCIAS

1. Boesi T. (1978). Resumen sobre el origen de las acumulaciones de hidrocarburos en la Formación Misoa, Área del Lago de Maracaibo. Caracas, MARAVEN, Informe Interno MAR000534. Venezuela.
2. Gallango O., Chin-A-Lien M. y Talukdar S. (1984). Estudio Geoquímico Regional de la Cuenca de Maracaibo. Los Teques, INTEVEP, INT-00907, 84. Venezuela.
1. S.A. Consultores CSC (1994). Estudio Geoquímico de los crudos de las areniscas del Eoceno C y de la Formación La Rosa (Mioceno) de la Cuenca de Maracaibo. Venezuela.
2. Nakasone L. Miriam O. (1999). Aplicación de la geoquímica orgánica de producción sobre el bloque I, segregación Lagomar, Lago de Maracaibo. Tesis de grado magister Scientiarum (LUZ). Maracaibo - Venezuela.
3. Romero, M. (2007). Caracterización Geoquímica de los Yacimientos C-4 VLA-031 y C-5 VLA-031 mediante geoquímica de producción. Bloque I, U.E Lagomar. Tesis-1033, Venezuela.
4. Albarède, F., (1995). Introduction to geochemical Modeling. Cambridge University Press., Cambridge, 543 pp.
5. Quiroga, A., Rodrigo, L., (1990). Curso Sinóptico de Geoquímica del Petróleo, Revista Técnica de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. Santa Cruz – Bolivia.
6. Talukdar, S. y Marcano, F. (1994). Petroleum Systems of the Maracaibo Basin, Venezuela. En: Magoon, L. y Dow, W.: "The Petroleum System- From Source to Trap". AAPG Memoir 60; 1st. Ed. (Tulsa): 463-482.
7. 9. Kaufman, R.L.; Ahmed, A.S. and Hemphkins W.B. (1987). A new technique for the analysis of commingled oil and its application to production allocation calculations. Proceedings Indonesian Petroleum Association, sixteenth annual convention, October 1987.
8. 10. PETERS, K. and MOLDOWAN, J. (1993). The biomarker guide: Interpreting molecular fossil in petroleum and ancient sediments. Prentice Hall, London. p. 363.