

# Evaluación de la Materia Orgánica, Potencial de Hidrocarburos y Madurez Térmica en el Noreste Peruano: Formación Muerto

**Resumen – Se realizó un estudio geoquímico para la cuenca Lancones, donde se obtuvieron datos de las muestras del análisis Rock-Eval. Se toman los parámetros S1, S2, S3, TOC, Tmax (los parámetros HI, OI, PI se recalcularon). A partir de estos parámetros podemos describir la calidad y cantidad de materia orgánica (S2 y% TOC), roca madre, potencial generativo (S1, S2 y% TOC), tipo de hidrocarburo generado (S2, HI y% TOC) y maduración térmica (S1, S2, % TOC). El objetivo es identificar la roca fuente de la cuenca Lancones, y determinar la cantidad y calidad de la materia orgánica, el potencial generativo de la roca fuente, el tipo de hidrocarburo generado y el nivel de maduración térmica.**

**El enfoque utilizado puede aplicarse a otras cuencas en todo el mundo, valiéndose de datos antiguos existentes, así, se puede reducir el gasto de capital que es crucial para el escenario del bajo precio del petróleo**

## I. INTRODUCCION

La geoquímica del petróleo es usado como una ciencia fundamental para el entendimiento de las propiedades de la roca generadora, zonas productivas y no productivas, migración de petróleo y desarrollo de campos de petróleo. El termino roca generadora hace referencia a la roca sedimentaria rica en materia orgánica la cual puede producir hidrocarburo debido a la maduración termal de dicha materia. La roca generadora es uno de los elementos principales del sistema petrolero. Para identificar una región de hidrocarburo, primeramente es necesario investigar la roca generadora y sus características. La madurez termal es una factor importante que determina a que temperatura puede producir la roca madre petróleo, gas natural o condensado. Para evaluar la roca fuente existen varios métodos de laboratorio usados; de todos estos el método de pirolisis del Rock-Eval ha sido el más usado, mundialmente, para la exploración de gas y petróleo en cuencas sedimentarias. Este método nos brinda la información de ocho diferentes parámetros (HI, QI, PI, S1, S2, S1 +S2 y la maduración termal) los cuales nos ayudaran a evaluar las características geoquímicas de la roca generadora.

En el presente trabajo se estudiaron en orden las tres mayores características para determinar el potencial de hidrocarburo de la roca fuente: (1) propiedades geoquímicas de la materia orgánica, (2) maduración termal y (3) la abundancia

de hidrocarburo. La madurez de la materia orgánica es uno de los más importantes parámetros en la evaluación de petróleo-gas. En este estudio, el análisis geoquímico fue usado para discriminar la madurez y el potencial de hidrocarburo del Cretáceo en la cuenca Lancones.

## II. GEOLOGIA REGIONAL

La cuenca Lancones se encuentra ubicado en el noreste peruano, por el oeste limita con la cuenca talara y por el este con la cuenca Sechura, en el departamento de Piura.

Posee fallas lísticas en toda la cuenca generando bastante ruido en la adquisición sísmica e interpretación. Se encuentra dividido por una falla regional (Huaypira), por el norte de la cuenca se encuentra aflorando el Cretáceo Inferior a partir de la Formación Muerto, y en la parte Sur de la cuenca se encuentra formaciones en la superficie de la Era Cenozoico.

El ambiente sedimentario del cretáceo es de plataforma somera de ambiente anóxida, es decir, no sufrió oxidación; limitado por la quebrada Amotape y la cordillera.

Su minerología describe intercalaciones de arcillas, carbonatos y lutitas negras en mayor proporción.

El área de estudio se encuentra es todo el loto XXII.

## III. METODOLOGÍA

El estudio geoquímico realizado en el área de la cuenca Lancones , en el cual se utilizó los datos de pirolisis de las diferentes muestras de campo efectuados por el departamento de geología y división de exploración de PETROLEOS DEL PERU en el año de 1985; en dicho informe se tiene resultados de la determinación del carbono orgánico total (% COT) ,y los parámetros S1 (mg HC/g roca), cantidad de hidrocarburos obtenidos a una temperatura de 300°C; S2 (mgHC/g roca), cantidad de hidrocarburo liberado del craking del kerogeno e hidrocarburos pesados durante la temperatura de pirolisis programada que va entre 300 a 600 °C y que representa el potencial existente de una roca para generar petróleo; S3 (mgHC/g roca), cantidad de CO2 de la rotura de grupos carboxilo y otros compuestos oxigenados presentes en el kerogeno; HI , índice de hidrogeno ; OI, índice de oxigeno; PI ,

índice de producción que muestra la maduración termal y Tmax, temperatura a la cual se genera la máxima cantidad de hidrocarburo generado; de las quebradas: Encuentros, Quebrada, Overall, Corcovado, Angelitos, El Cortado, Barbacoa y Zapote de Miguel. Relacionados a las formaciones: Encuentros, Jahuay Negro, Huasimal y Muerto. Con el fin de evaluar el contenido de carbono orgánico y la madurez de la roca generadora, se consideraron diferentes factores como calidad y cantidad de materia orgánica, potencialidades de generación, tipo de materia orgánica.

### A. Cantidad y Calidad de Materia Orgánica

La riqueza de carbono orgánico en las muestras de roca (% TOC) es importante para la evaluación de sedimentos como una fuente de petróleo [1] presento una escala para la evaluación del potencial de la roca generadora, basado en el % TOC y los datos de pirolisis, como S1 y S2.

Las muestras de las formaciones Encuentros, Jahuay Negro, Huasimal presenta un %TOC promedio de 0.77%, 0.68% y 0.62% respectivamente, los cual nos indica una riqueza regular de materia orgánica. Para las muestras de la formación Muerto presenta un %TOC promedio de 2.33% los cual nos indica que tiene una muy buena riqueza de materia orgánica; pero se debe tener cuidado con estos datos preliminares ya que el %TOC muestra toda la materia orgánica sin importar si esta es rica o pobre en Hidrogeno, esto es importante ya que solo la materia orgánica rica en hidrogeno es capaz de producir hidrocarburo. Por ese motivo se usara el S2, que es el hidrocarburo liberado en la pirolisis, ya que este es proporcional a la cantidad de hidrogeno.

Para determinar si el hidrocarburo es alóctono o si es autóctono. Es decir, si el hidrocarburo fue producido en la misma roca madre será autóctono; y si el hidrocarburo no fue producido en la roca madre será alóctono, podemos usar como herramienta la figura N°1 en el cual podemos observar que la formación Muerto, el hidrocarburo es autóctono en su mayoría.

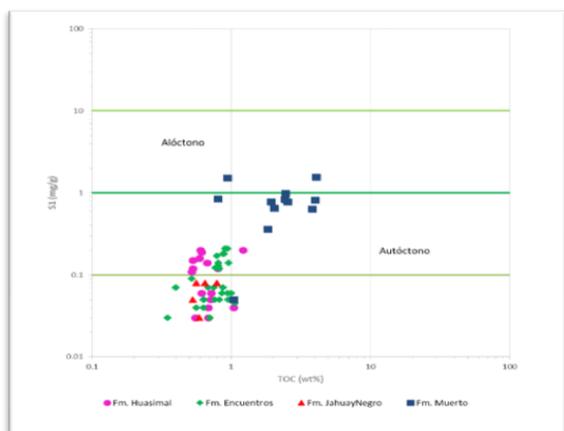


Fig. 1 % TOC VS S1.

Para confirmar la data expuesta anteriormente, se graficara %TOC versus S2 (Fig. 2); este muestra la calidad de la roca madre. Se puede notar que las formaciones Encuentros, Jahuay Negro y Huasimal se encuentran en la zona pobre. La formación Muerto, en su mayoría, se encuentra en la zona comprendida de regular a buena.

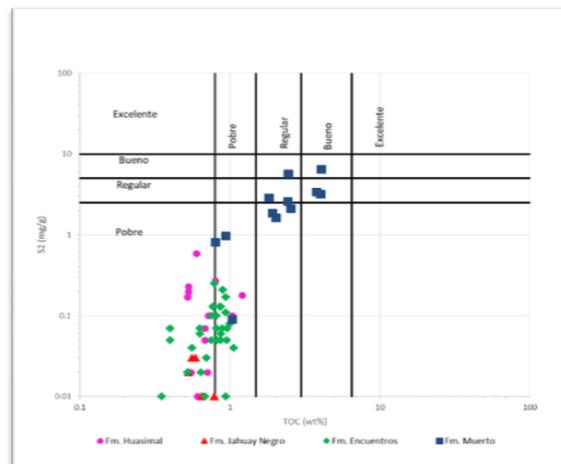


Fig. 2 % TOC VS S2.

### B. Potencial Generador

El potencial de generación es identificado por el análisis de pirolisis. El potencial generador GP es la suma de los parámetros S1 y S2. De acuerdo a Hunt .2, las rocas generadoras con un GP menor a 2, de 2 a 5, de 5 a 10 y mayor a 10 son considerados con un potencial de generación pobre, regular, bueno y muy bueno respectivamente. La relación entre GP y TOC que se puede observar en la figura N°3 de las muestra de las formaciones Encuentros, Jahuay Negro y Huasimal, presentan un potencial de generación pobre, mientras que la formación Muerto, sin considerar un único punto, muestra un potencial de generación de regular a bueno. También se graficó TOC versus HI en la figura N°4 muestra qué tipo de fuente son. En este caso las formaciones predicen que son roca generadora (fuente) de gas y petróleo.

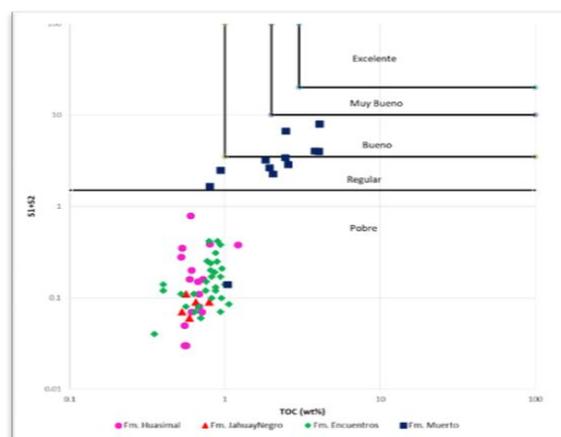


Fig. 3 TOC VS Potencial Generador.

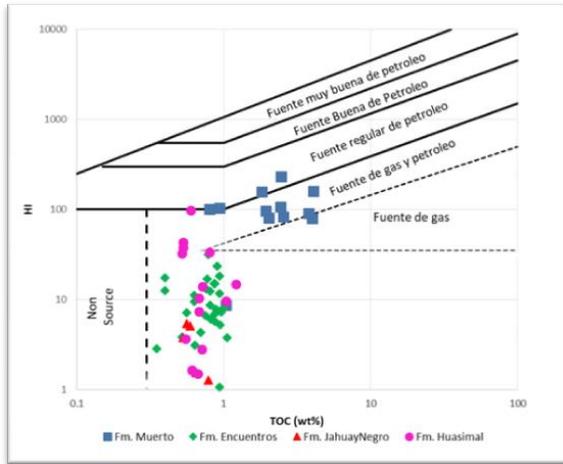


Fig. 4 % TOC VS HI.

También se graficó TOC versus HI en la figura N°4 muestra qué tipo de fuente son. En este caso las formaciones predicen que son roca generadora (fuente) de gas y petróleo.

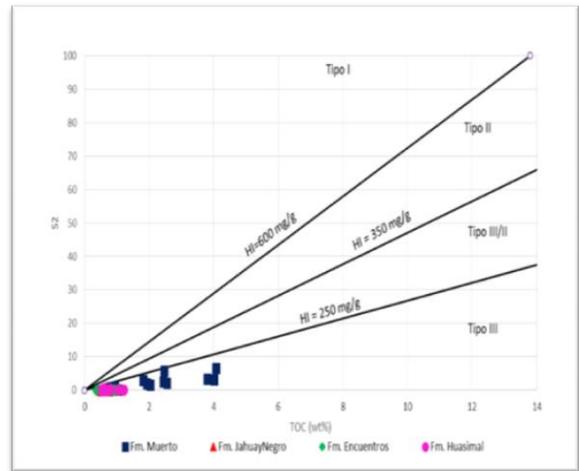


Fig. 5 % TOC VS S2.

### C. Tipo genético de la materia orgánica

El tipo genético inicial de materia orgánica de una roca madre particular es esencial para la predicción del potencial de petróleo y gas. Waples .3, usa el Índice de hidrogeno (HI) para diferenciar los tipo de materia orgánica.

Un HI menor a 150mg/g indica que la roca generadora tiene un potencial de generar gas (principalmente kerogen tipo III). El HI entre 150 a 300mg/g contiene más kerogeno tipo III que el kerogeno tipo II y por tanto son capaces de generar mezcla de gas y petróleo pero mayormente gas. HI mayor a 3000mg/g contiene mayormente kerogeno tipo II y por lo tanto se considera que tienen una buena fuente para generar petróleo y gas en menor medida.

En el estudio usaremos el tipo de kerogeno de acuerdo a Langford y Blanc-Valleron .5, lo cual representaremos en la figura N°5, este muestra el diagrama de las formaciones que son caracterizadas con el kerogeno de tipo III.

Se graficó también el % Tmax(°C) versus el PI (Índice de producción) que se aprecia en la Figura N°6; tal como lo hizo Van Krevelen .6, esto es usado para determinar el tipo de kerogeno. El grafico muestra que las formaciones Encuentros, Jahuay Negro y Huasimal están graficados en el rango de kerogeno tipo III; también se nota que la formación Muerto posee puntos en el rango del kerogeno del tipo II.

El potencial de generación es identificado por el análisis de pirólisis. El potencial generador GP es la suma de los parámetros S1 y S2. De acuerdo a Hunt .2, las rocas generadoras con un GP menor a 2, de 2 a 5, de 5 a 10 y mayor a 10 son considerados con un potencial de generación pobre, regular, bueno y muy bueno respectivamente. La relación entre GP y TOC que se puede observar en la figura N°3 de las muestra de las formaciones Encuentros, Jahuay Negro y Huasimal, presentan un potencial de generación pobre, mientras que la formación Muerto, sin considerar un único punto, muestra un potencial de generación de regular a bueno.

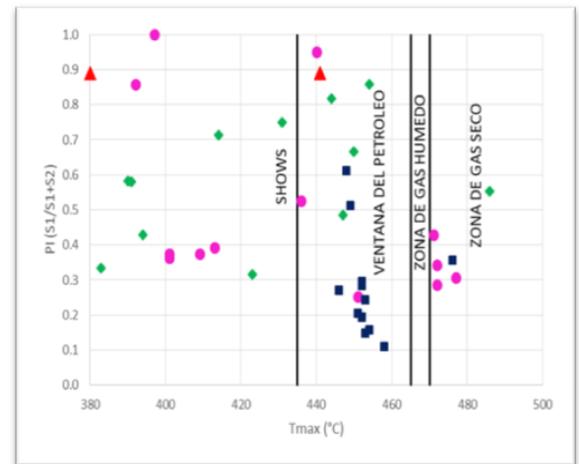


Fig. 6 Tmax(°C) VS PI.

### D. Maduración termal

La generación de petróleo de la materia orgánica durante su historia de enterramiento es una parte del proceso total del metamorfismo térmico de la materia orgánica. La concentración y distribución de hidrocarburo contenidos en una fuente particular depende del tipo de materia orgánica y su grado de alteración térmica. Peter y Espítale .6 dicen que, la generación de petróleo en la roca generadora empieza a Tmax= 435-465°C.

Para nuestro caso de estudio, muestra que la formación Muerto está dentro de la zona de ventana del petróleo y las demás formaciones presentan puntos dispersados por toda la gráfica, con lo que no se podría decir si en verdad toda la formación está en alguna zona.

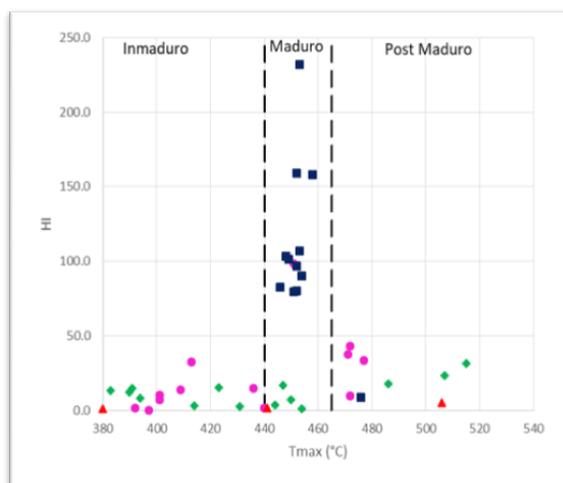


Fig. 5 Tmax(°C) VS HI.

#### IV. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Los resultados muestran que la Formación Muerto actúa como una buena roca generadora. Esta roca generadora está caracterizada por %TOC de 0.8 a 4.0%, S1 de 0.05 a 1.56 (mg/g) y S2 de 0.8 a 0.09 a 64.8 (mg/g) lo que indica que la materia orgánica es autóctona, comportándose como una buena roca generadora con kerógeno de tipo III y ser capaz de generar gas. Acerca de la maduración térmica, la roca en la Formación Muerto es madura y se encuentra en la ventana de petróleo.

En resumen se puede deducir que las muestras de la Formación Muerto presentan las mejores características para ser la roca generadora en la cuenca Lancones.

#### REFERENCIAS

- [1] E. Lafargue, F. Marquis, D. Pillot, Rock-Eval 6 applications in hydrocarbon exploration, production, and soil contamination studies, *Oil Gas Sci. Technol.* 53 (1998) 421–437.
- [2] F. Behar, V. Beaumont, H.L.D.B. Penteadó, Rock-Eval technology: performances and developments, *Oil Gas Sci. Technol.* 56 (2001) 111–134.
- [3] B.P. Tissot, D.H. Welte, *Petroleum Formation and Occurrence*, second ed., Springer, New York, 1984, p. 699.
- [4] K.E. Peters, Guidelines for evaluating petroleum source using programmed pyrolysis, *AAPG Bull.* 70 (1986) 318–329.
- [5] J.M. Hunt, *Petroleum Geochemistry and Geology*, second ed., W.H. Freeman and Company (1996).
- [6] D.W. Van Krevelen, *Coal: Typology Chemistry–Physics Constitution*, Elsevier Science, Amsterdam, 1961, p. 514.
- [7] K.E. Peters, M.R. Cassa, Applied source rock geochemistry. in: L.B. Magoon, W.G. Dow, (Eds.), *The Petroleum System – From Source to Trap*, *AAPG Memoir* 60 (1994) 93–120.