

INTEGRACIÓN DE TMAX Y REFLECTANCIA DE VITRINITA CALCULADA COMO INDICADORES DE MADUREZ TÉRMICA PARA LA FORMACIÓN LA PEÑA EN LAS CUENCAS DE SABINAS Y FUENTES-RÍO ESCONDIDO

Jordan Ortiz-Treviño^{1,*}, Luis Fernando Camacho-Ortegón¹, Gabriel Chávez-Cabello¹,
Juan Josué Enciso-Cárdenas¹ & Carlos Gilberto Aguilar-Madera¹

¹ Universidad Autónoma de Nuevo León, Facultad de Ciencias de la Tierra, Ex Hacienda de Guadalupe, C.P. 67700, Linares, México

* jordan.ortizt@uanl.edu.mx

Resumen

En este trabajo se analizan los resultados de Pirólisis Rock-Eval en 25 muestras de recortes de perforación de la Formación La Peña, ubicadas en las cuencas de Sabinas y Fuentes-Río Escondido, al NE del estado de Coahuila. Dicha información se integró para evaluar la madurez térmica utilizando dos modelos diferentes para estimar la reflectancia de la vitrinita a partir del valor de Tmax (%VRc). Los valores de Tmax presentan un rango de 312 a 508°C y los valores de %VRc de acuerdo a la ecuación de [Jarvie \(2018\)](#) varían de 0.38 a 1.87%, mientras que aplicando la ecuación de [Evenick \(2021\)](#) se estimaron valores desde 0.43 a 1.60%. Los valores de Tmax y %VRc indican variación en la maduración de la materia orgánica, ubicando a las muestras en etapas inmaduras, maduración temprana y sobremadurez. Se destaca una muestra que presenta sobremadurez a una profundidad somera en relación a las demás, lo que en este trabajo se cataloga como una anomalía térmica. Dicha muestra se ubica dentro de la zona de deformación de la falla La Babia, cerca del Campo Volcánico Lavas Las Esperanzas (CVLE), así como también cerca de una zona mineralizada con yacimientos tipo MVT. Estos factores se proponen como posibles causas que provocaron cambios en la evolución térmica en dicha región, lo que contribuye a considerar que dentro de la cuenca de Sabinas la maduración de la materia orgánica no se originó únicamente por el soterramiento de los sedimentos, sino que existen diversos eventos tectónicos y mineralizantes que modificaron las condiciones para la generación de hidrocarburos.

Palabras clave

Formación La Peña, madurez térmica, Temperatura Máxima (Tmax), Reflectancia de Vitrinita calculada (%VRc), anomalía térmica

Abstract

In this work, we analyze the results of Rock-Eval pyrolysis in 25 drill cuttings samples from the La Peña Formation, located in the Sabinas and Fuentes-Río Escondido basins, NE of the state of Coahuila. This information was integrated to evaluate the thermal maturity using two different models to estimate the vitrinite reflectance from the Tmax value (%VRc). Tmax values range from 312

Ortiz-Treviño, J., Camacho-Ortegón, L.F., Chávez-Cabello, G., Enciso-Cárdenas, J.J. & Aguilar-Madera, C.G.: Integración de Tmax y reflectancia de vitrinita calculada como indicadores de madurez térmica para la Formación La Peña en las cuencas de Sabinas y Fuentes-Río Escondido. – en: Montalvo Arrieta, J.C., Ramírez Fernández, J.A., Aguilar-Madera, C.G., Jenchen, U., Salinas Jasso, J.A., Velasco-Tapia, F. & Navarro-de León, I. (eds.): Número especial en conmemoración del 90° Aniversario de la Universidad Autónoma de Nuevo León y del 40° Aniversario de la Facultad de Ciencias de la Tierra. – Actas de la Facultad de Ciencias de la Tierra, UANL, Linares, **9** (2023): 111-119.

to 508°C, and %VRc values according to [Jarvie's \(2018\)](#) equation vary from 0.38 to 1.87% while applying [Evenick's \(2021\)](#) equation values from 0.43 to 1.60% were estimated. The values of Tmax and %VRc indicate variation in the maturation of organic matter, placing the samples in immature, early maturity, and overmaturity stages. One sample stands out as overmature at a shallow depth relative to the others, which, in this work, is classified as a thermal anomaly. This sample is located within the deformation zone of the La Babia fault, near the Lavas Las Esperanzas Volcanic Field (CVLE), as well as near a mineralized zone with MVT-type deposits. These factors are proposed as possible causes that provoked changes in the thermal evolution in that region, which contributes to considering that within the Sabinas basin, the maturation of organic matter did not originate only from the burial of sediments but from several tectonic and mineralizing events modified the conditions for the generation of hydrocarbons.

Keywords

Neotectonic; Tectonic geomorphology; Geomorphic indices; Stream profile analysis; northeastern Mexico

Introducción

La evaluación de la madurez térmica en una roca generadora de hidrocarburos es un análisis básico en la caracterización de la materia orgánica, ya que es clave para determinar en qué etapa de generación se encuentra dicha roca. Para ello, comúnmente se utilizan dos técnicas básicas: medición del Tmax a partir del análisis de Pirólisis Rock-Eval y la medición de la reflectancia de vitrinita (%Ro), mediante el análisis de macerales, por lo que la ausencia de alguno de estos parámetros puede crear cierta incertidumbre al momento de realizar la correspondiente interpretación.

Sin embargo, cuando no se tiene la posibilidad de adquirir el dato de reflectancia de vitrinita medida (%Ro), se ha demostrado que aplicando algunas ecuaciones adecuadas es posible calcular un valor teórico de reflectancia a partir del dato de Tmax, útil en la caracterización de las rocas generadoras ([Hackley et al., 2009, 2020](#)).

Las cuencas de Sabinas y Fuentes-Río Escondido se ubican al noreste del estado de Coahuila, cercanas a la provincia del Golfo de México. Dichas cuencas se consideran con la madurez suficiente para la generación de gas ([Santamaría-Orozco et al., 1991; González-García & Holguín-Quiñones, 1992, 2001; Eguiluz de Antuñano, 2001; Román-Ramos & Holguín-Quiñones, 2001](#)); y con reservas estimadas de 766.8 MMMpc ([Eguiluz de Antuñano, 2001](#)). De ahí su importancia en la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos, tanto convencionales, como no convencionales, en el noreste de México.

Este trabajo se enfoca en integrar datos de Pirólisis Rock-Eval y de Reflectancia de Vitrinita calculada (%VRc) en 25 muestras de recortes de perforación correspondientes a 15 pozos en las cuencas de Sabinas y Fuentes-Río Escondido (Figura 1). El propósito es comprender la evolución en la madurez térmica de la Formación La Peña del Aptiano Tardío como roca generadora de hidrocarburos; y, por ende, su importancia en el

contexto de los yacimientos de aceite y gas para la cuenca de Sabinas y el propio noreste de México.

La Formación La Peña como roca generadora

La Formación La Peña del Cretácico Inferior es una sucesión definida originalmente por [Imlay \(1936\)](#), dividiéndola en dos miembros: un miembro inferior compuesto por un paquete de calizas de alrededor de 430 m y el miembro superior compuesto por alrededor de 24 m de rocas arcillosas. Las facies de esta sucesión geológica muestran variaciones estratigráficas y geoquímicas atractivas para la exploración de hidrocarburos en el área de estudio, con contenido de Carbono Orgánico Total (COT) que varía de 0.07 a 4.88 %, valores de Tmax de 312-508°C, reflectancia de vitrinita (%Ro) de 1.5. Los espesores que se han medido en pozos y afloramientos varían de 30 a 150 m, y se ha definido un ambiente de depósito de cuenca profunda ([Imlay, 1936; Humphrey, 1949; Santamaría-Orozco et al., 1991; Eguiluz de Antuñano, 2001; Piedad-Sánchez, 2004; PEMEX, 2012; Ortiz-Treviño et al., sf](#)).

La Formación La Peña pertenece al Sistema Aptiano definido por [PEMEX \(2010\)](#), donde la roca generadora está representada por una mezcla de lutita y caliza arcillosa, la materia orgánica es de tipo herbáceo, amorfo y leñoso. Las rocas almacén corresponden a calizas de plataforma. Por otro lado, la roca sello la integran horizontes arcillosos intraformacionales. Las trampas principalmente son del tipo anticlinal, nucleadas por sal con crestas fracturadas o bien, estructuras anticlinales que localmente involucran al basamento. La generación y migración del hidrocarburo ocurrió entre el Cretácico tardío al Reciente.

Materiales y Métodos

Un total de 25 muestras de la Formación La Peña fueron obtenidas a partir de 15 pozos distribuidos de la siguiente forma en el área de estudio: 10 pozos ubicados en la cuenca Fuentes-Río Escondido y 5 pozos en la cuenca de Sabinas. Las muestras fueron seleccionadas tomando en cuenta el nivel estratigráfico

de la formación en estudio, cabe mencionar que solamente tres pozos ubicados en el área de la cuenca de Sabinas contaban con más de una muestra disponible para el análisis.

En este estudio se realizó la combinación de dos métodos empleando en primera instancia el análisis de Pirólisis Rock-Eval, técnica empleada para evaluar el potencial petrolero de rocas generadoras mediante la evaluación del tipo y calidad de la materia orgánica, el grado de madurez termal y el potencial generador de hidrocarburos en su estado actual (Espitalié et al., 1977; Katz, 1983). El objetivo de la Pirólisis Rock-Eval es

simular el proceso natural de la maduración de la materia orgánica registrando los gases generados en la muestra durante un calentamiento programado en ausencia de oxígeno. Para llevar a cabo el análisis de Pirólisis se utilizó un instrumento Rock-Eval 6 TURBO® desarrollado por el Instituto Francés del Petróleo (IFP) perteneciente al Centro de Investigación en Geociencias Aplicadas de la Universidad Autónoma de Coahuila (CIGA-UAdeC). Dicho análisis se llevó a cabo mediante el método Bulk Rock descrito en Behar et al. (2001). Cabe mencionar que las mediciones de este análisis fueron calibradas utilizando el estándar IFP 160000.

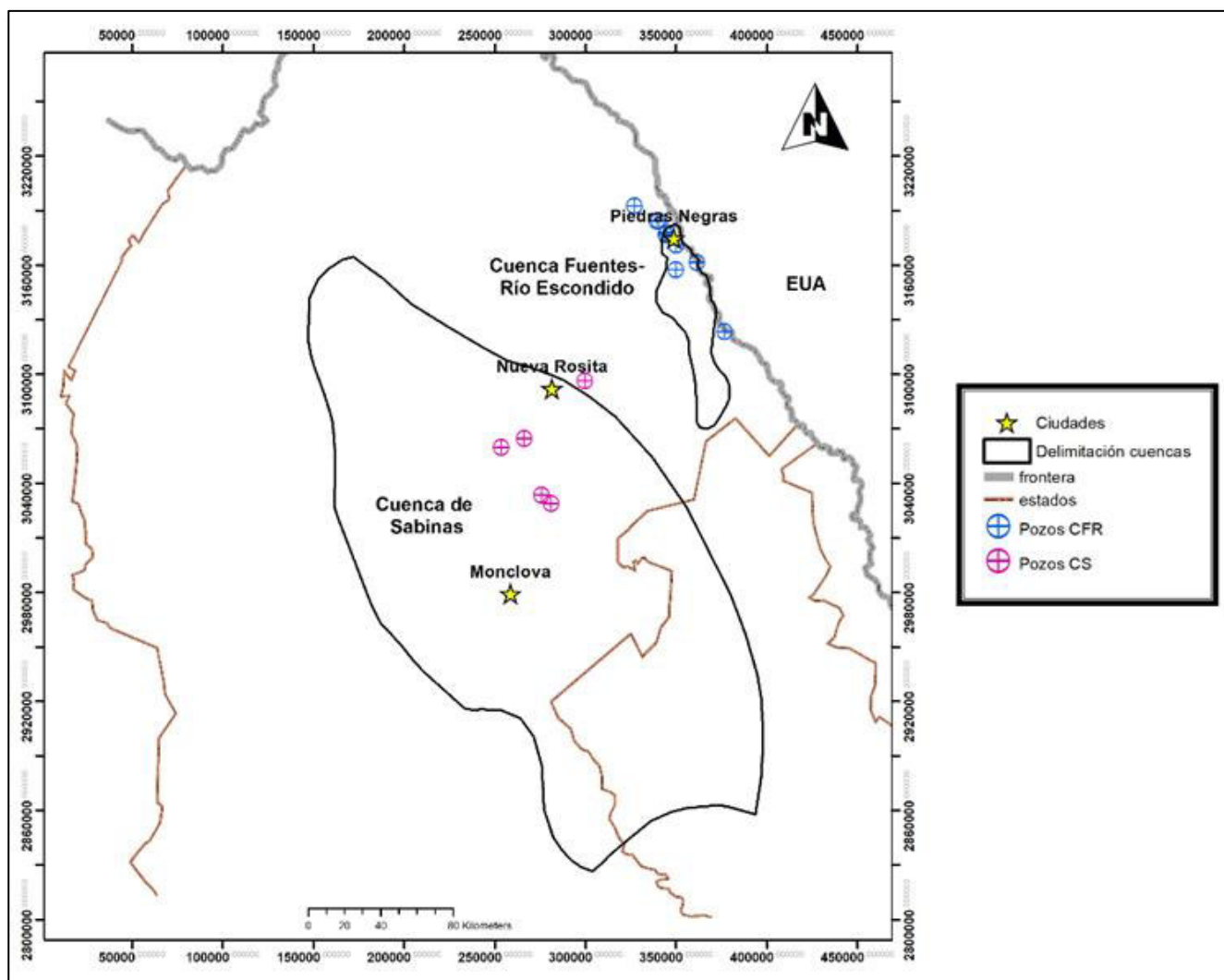


Figura 1: Localización geográfica del área de estudio y ubicación de pozos de los que se obtuvieron muestras de la Formación La Peña. CFR: Cuenca Fuentes-Río Escondido, y CS: Cuenca de Sabinas.

Por otra parte, la reflectancia de la vitrinita constituye una técnica petrográfica basada en la medición del porcentaje de luz incidente reflejada en la superficie de las partículas de vitrinita en una muestra de roca (Beaumont & Foster, 1999). La vitrinita es un maceral producto de la carbonificación de sustancias

húmicas originadas a partir de la lignina y celulosa de las paredes celulares de las plantas (Taylor et al., 1998). El poder reflector de la vitrinita (%Ro) permite determinar el grado de evolución térmica de la materia orgánica, así como precisar la etapa de generación de hidrocarburos. Esto debido a que su reflectancia

umenta con la temperatura, lo que la convierte en un indicador térmico (geotermómetro) ampliamente utilizado en el modelado de cuencas y sistemas petroleros (Tissot & Welte, 1984; Sweeney & Burnham, 1990; Beaumont & Foster, 1999).

Se analizó el valor de la reflectancia de la vitrinita calculada (%VRc) mediante dos ecuaciones propuestas por Jarvie et al. (2018) y Evenick (2021). Se recomienda tomar con prudencia los datos obtenidos a partir de este cálculo, ya que indudablemente se tendrá una mayor certeza en mediciones directas en muestras de macerales (%Ro) que en datos calculados a partir del valor de Tmax. Posteriormente, los datos de %VRc fueron empleados para calcular las temperaturas máximas de sepultamiento en base a la ecuación de Barker & Pawlewicz (1994).

$$\%VRc = (0.0165 * Tmax) - 6.5143 \quad (1)$$

$$\%VRc = (0.013 * Tmax) - 5.0 \quad (2)$$

$$Tmax \text{ de sepultamiento} = (\ln(\%VRc) + 1.68)/0.0124 \quad (3)$$

La ecuación (1) se basa en una actualización de una investigación empírica anteriormente propuesta por el mismo Jarvie, basándose en datos de pirólisis de la Formación Barnett en la cuenca de Fort Worth para un rango de temperaturas de Tmax de entre 430-485°C. Mientras que la ecuación (2) toma como base más de 33,000 mediciones de Tmax que presentaron resultados semejantes, mejorando la correlación entre Tmax y %Ro de ecuaciones anteriormente propuestas por otros autores. Dicha ecuación presenta un comportamiento relativamente confiable para un rango de valores de Tmax entre 430-500°C.

De acuerdo a la ecuación (3) propuesta por Barker & Pawlewicz (1994) la relación entre la temperatura de sepultamiento y la reflectancia de la vitrinita cumple una función logarítmica.

Resultados

Los parámetros obtenidos a partir del análisis de Pirólisis Rock-Eval son fundamentales para determinar la presencia de una roca generadora de hidrocarburos, por lo que en este trabajo se empleó el programa computacional SURFER® para conocer la distribución espacial de los mismos, esto mediante la interpolación y extrapolación geoestadística (*kriging*). Los mapas de distribución espacial para el COT, IH y Tmax se muestran en la Figura 2.

La distribución de la riqueza orgánica, dados los valores de COT, se presenta en la Figura 2A. Los valores más altos (3.66-4.88%) se encuentran en la parte central y SE del mapa. En contraste, los valores más bajos (<1%) se aprecian en la parte norte, correspondiente en parte, al área de la cuenca Fuentes-Río Escondido.

Por otro lado, el IH presenta valores relativamente bajos (<200 mg HC/g roca). Las porciones centrales, NE y SE corresponden a los valores más bajos (<55 mg HC/g roca), indicando la presencia de kerógeno tipo IV. Mientras los valores más altos (90-137 mg HC/g roca) se ubican en la parte NW y SW del mapa, indicando la presencia de kerógeno tipo III (Figura 2B).

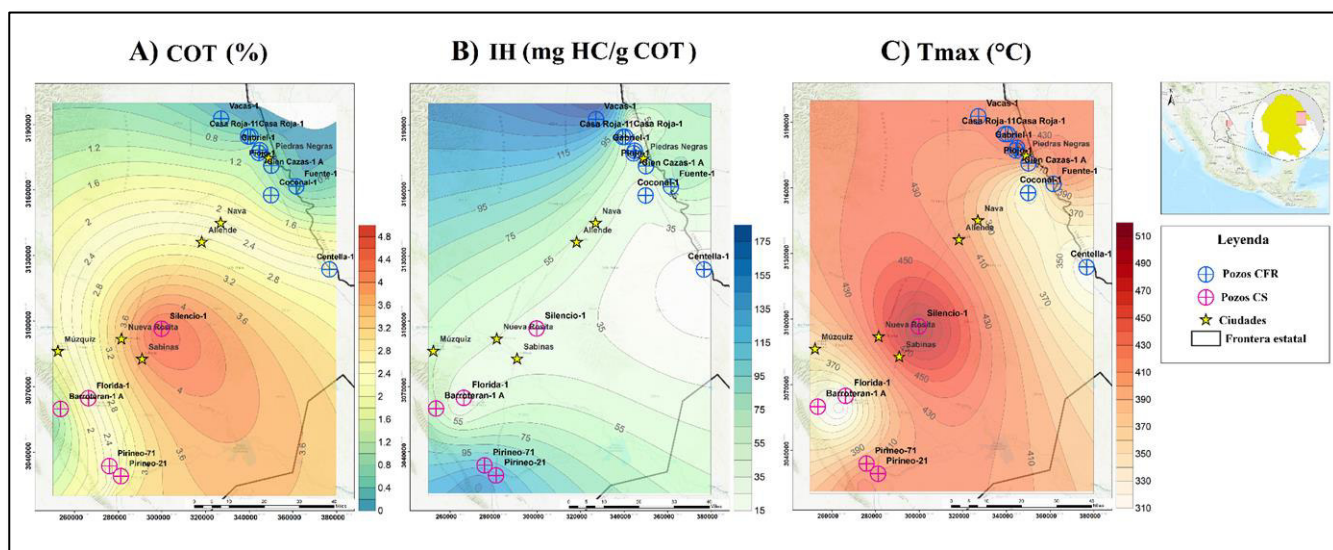


Figura 2: Mapas de isovalores mostrando la distribución espacial en el área de estudio para los parámetros de Pirólisis Rock-Eval. A) Riqueza orgánica por contenido de COT, B) Valores de IH, C) Maduración térmica por Tmax. CFR: Cuenca Fuentes-Río Escondido y CS: Cuenca de Sabinas.

En lo que respecta a la madurez térmica dada por Tmax, se observan valores que indican inmadurez y maduración temprana para ambas cuencas. Sin embargo, es notable la presencia de una posible anomalía térmica, en el centro del área de estudio, correspondiente a la cuenca de Sabinas (pozo Silencio-1), indicando una sobremadurez de la materia orgánica (>500°C; Figura 2C).

Las muestras de la Formación La Peña muestran un promedio de Tmax de 413.64°C (min = 312°C, max = 508°C) indicando una inmadurez, sin embargo, en la Figura 3 se observa que un conjunto de muestras de las dos cuencas estudiadas se ubica en la zona de madurez temprana, sugiriendo que entró en la ventana de generación inicial de aceite. Por otro lado, para la reflectancia de vitrinita calculada presentan un promedio de

0.66% y 0.65%, de acuerdo a las ecuaciones de Jarvie (2018) y Evenick (2021), respectivamente. La mayoría de las muestras se ubican en la ventana temprana de generación de aceite, concordando con la gráfica de Tmax.

Para calcular la temperatura de sepultamiento se utilizó la ecuación propuesta por Barker & Pawlewicz (1994). Se puede observar que la gran mayoría de las muestras presentan temperaturas entre los 75-100°C, indicando que se ubican en una etapa de diagénesis tardía y entrando a la catagénesis temprana. Por otro lado, se puede destacar la muestra perteneciente al pozo Silencio-1, la cual se ubica en una etapa de sobremadurez y ventana de gas húmedo, alcanzando temperaturas de entre 174-186°C (Figura 4).

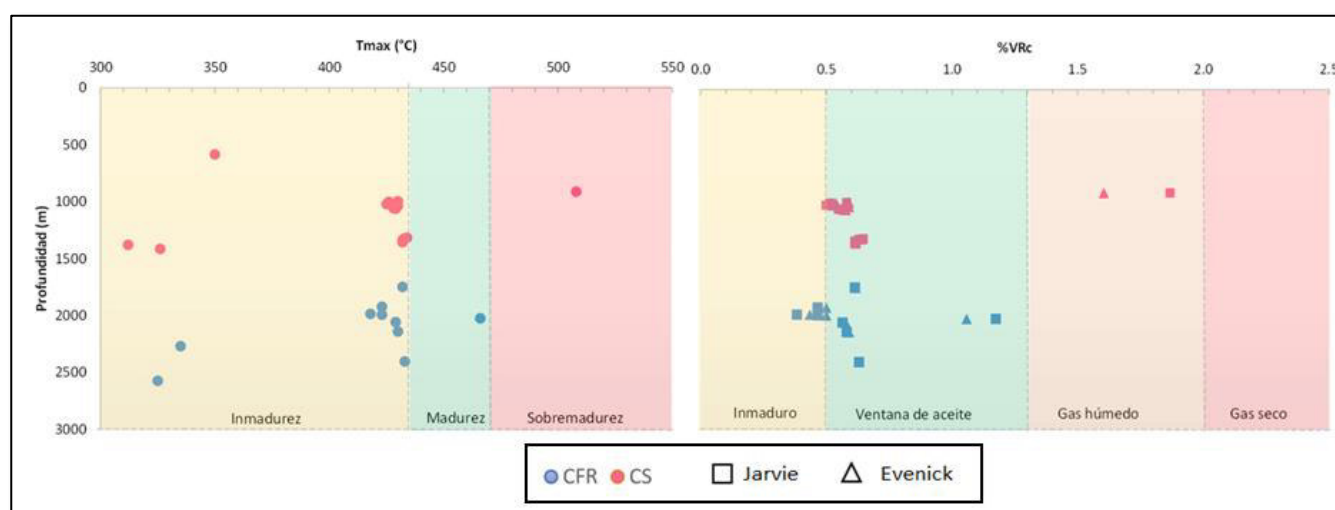


Figura 3: Gráficas de indicadores de maduración térmica (Tmax y %VRc) vs profundidad. Símbolos en color rosa: muestras cuenca de Sabinas (CS). Símbolos en color azul: muestras cuenca Fuentes-Río Escondido (CFR). Cuadrados: %VRc por ecuación de Jarvie (2018). Triángulos: %VRc por ecuación de Evenick (2021).

Discusión

Esta parte del trabajo se enfocará en abordar las posibles causas que controlaron la madurez térmica de las muestras de la Formación La Peña analizadas. Se determinaron los valores de Tmax para 25 muestras, la mayoría de las muestras generaron valores que corresponden local y regionalmente al comportamiento esperado producto del soterramiento de la Formación La Peña para las cuencas Fuentes-Río Escondido y Sabinas. Una excepción fue reconocida para la muestra del pozo Silencio-1 ubicado en el límite noreste de la cuenca de Sabinas, dentro de la zona de falla La Babia (Charleston, 1981; Flotté et al., 2020).

La profundidad a la que se colectó la muestra de la Formación La Peña en este pozo (910 m) contrasta con los resultados de Tmax y %VRc determinados, ya que, si

únicamente se toma en cuenta el soterramiento de los sedimentos, ésta tendría que ubicarse en una etapa de diagénesis o de inmadurez térmica. Esto indica que para que la muestra estudiada haya alcanzado esa etapa de madurez debió existir algún evento o factores que contribuyeron a alterar la tasa de transformación de la materia orgánica en esa zona en específico.

En este trabajo se proponen tres factores que debieron contribuir a una sobremaduración de la materia orgánica contenida en la Formación La Peña del pozo Silencio-1, estos son:

- 1) Circulación de fluidos calientes asociados a depósitos estratoligados tipo MVT. Diversos trabajos han expuesto la existencia de depósitos estratoligados en el noreste de México del tipo Mississippi Valley (MVT), más específicamente dentro y en los bordes de la cuenca de Sabinas. El depósito Minas Viejas, ubicado a unos pocos

kilómetros del pozo Silencio-1, se emplazó por la interacción de salmueras de cuenca y agua meteórica, por remplazamiento de carbonatos y/o evaporitas en un rango de temperaturas de 120 a 140°C (González-Sánchez, 2007; Hernández-Sánchez, 2022). Este rango de temperaturas comprende las temperaturas de sepultamiento calculadas en la Figura 4, por lo que no puede descartarse que la circulación de fluidos calientes durante la formación de este tipo de mineralizaciones haya contribuido a la sobremaduración de la materia orgánica en la zona donde se ubica la muestra estudiada.

- 2) Calor transferido por emplazamiento de magmas. La existencia de magmatismo cercano al pozo Silencio-1 permite especular que una anomalía térmica relacionada con el emplazamiento del Campo Volcánico Lavas Las Esperanzas no sea descartada. Este campo volcánico se ubica a unos pocos kilómetros al sur-suroeste y está conformado por derrames de basaltos emplazados sobre la

zona de falla La Babia, presentándose magmatismo tipo intraplaca que fue canalizado a través de dicha discontinuidad cortical (Valdez-Moreno, 2001; Aranda-Gómez et al., 2005).

- 3) Calor por reactivación de la falla La Babia. El pozo Silencio-1 se ubica sobre la traza de la falla La Babia (Figura 5), una falla multireactivada durante la inversión de la cuenca de Sabinas (Chávez-Cabello, 2005; Chávez-Cabello et al., 2005) en el Eoceno-Oligoceno (Río Bravo Fault; Flotté et al., 2020). Durante la reactivación de las fallas de basamento es común que ocurra dinamometamorfismo acompañado de movilización de fluidos, esto pudo también haber sumado a un incremento local en la temperatura de las rocas ubicadas sobre la traza de la falla La Babia, como es el caso de la muestra de la Formación La Peña en el pozo Silencio-1, detonando así potencialmente una anomalía térmica en sectores de la falla La Babia.

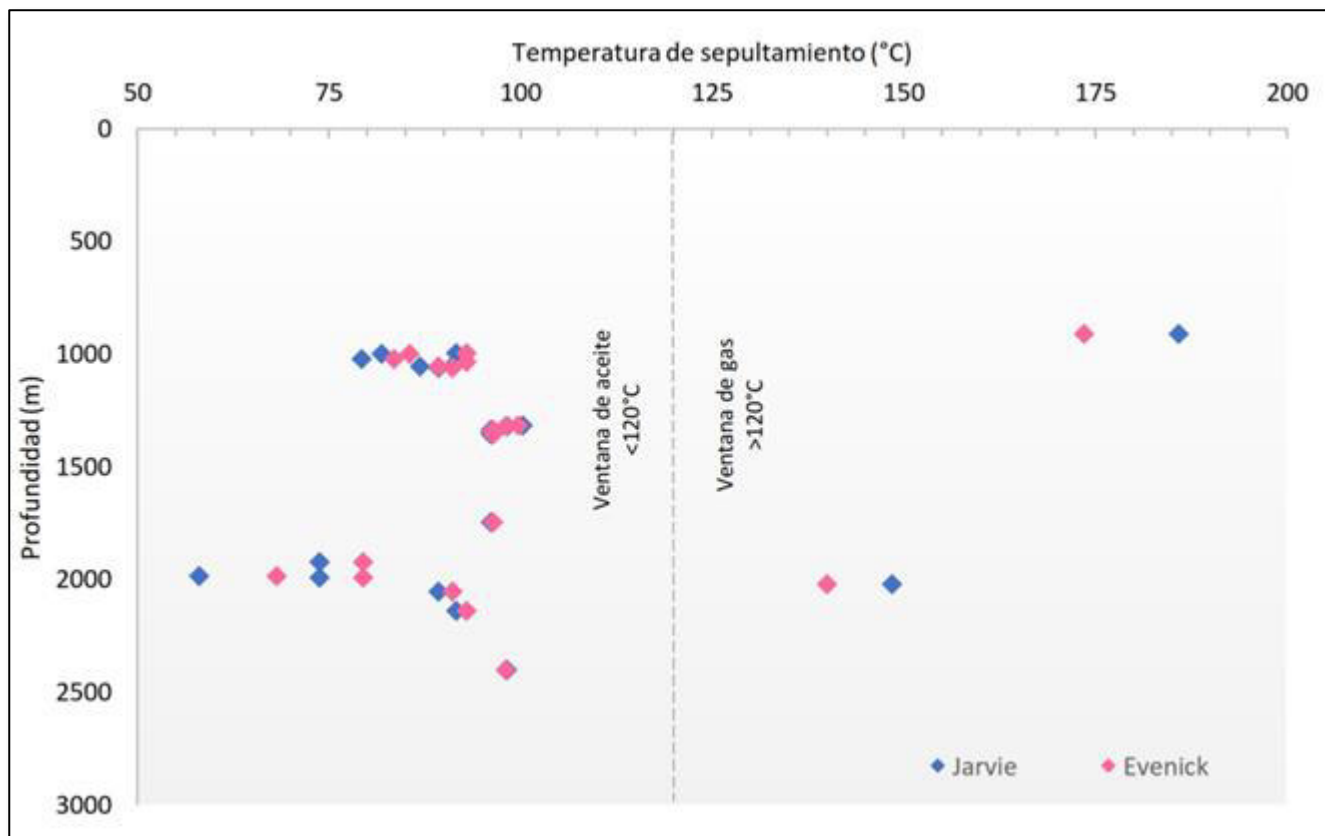


Figura 4: Gráfica de temperatura máxima de sepultamiento a partir de %VRc calculada en base a las dos ecuaciones utilizadas en este trabajo. Se señala la muestra sobremadura.

Conclusiones

- Los valores del IH actual entran en el rango de un kerógeno tipo III y IV, indicando materia orgánica de origen

continental e inerte. Sin embargo, los valores de Tmax y %VRc, en su mayoría, presentan valores que se ubican en la ventana de madurez temprana del aceite, lo que puede

indicar que los valores de los IH e IO fueron alterados durante la maduración de la materia orgánica.

- Otro factor a tomar en cuenta a la hora de evaluar la riqueza, tipo y madurez de la materia orgánica es el método de pirólisis utilizado. De acuerdo a [Carvajal-Ortiz & Gentzís \(2018\)](#), el uso de distintos métodos de programación en la Pirólisis Rock-Eval arrojan resultados poco semejantes,

sobre todo aplicado en lutitas y yacimientos no convencionales.

- Para futuras investigaciones se sugiere que se realicen mediciones físicas de %Ro en las muestras estudiadas para tener una mejor comprensión de la transformación de la materia orgánica. Así como también con el propósito de comparar las diferencias que puedan existir entre los valores calculados y medidos directamente (%VRc y %Ro).

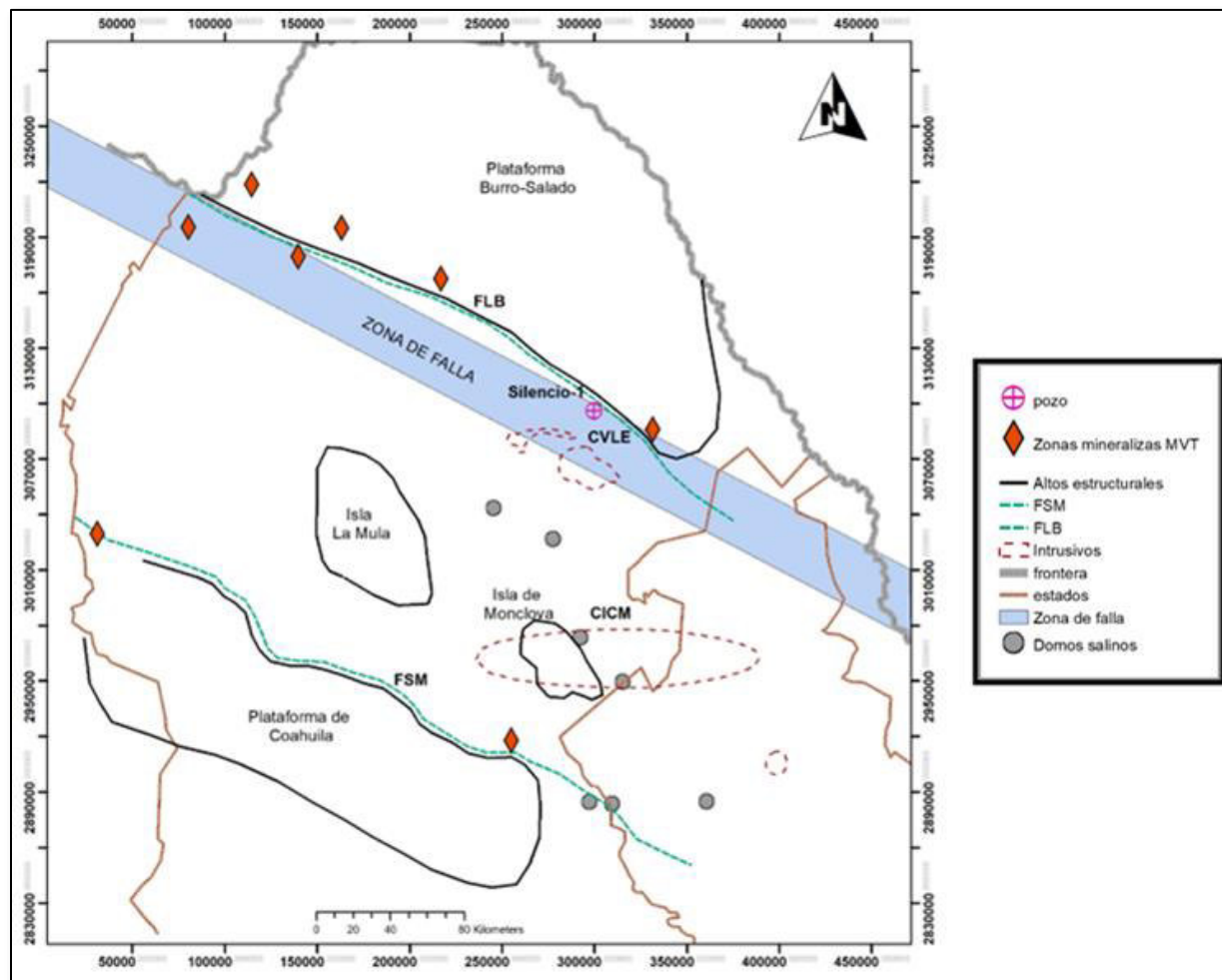


Figura 5: Mapa de ubicación del pozo Silencio-1 con esquema de diversos estilos estructurales y zonas mineralizadas tipo MVT ubicadas en los límites de las fallas. FLB: Falla La Babia, FSM: Falla San Marcos, CVLE: Campo Volcánico Lavas Las Esperanzas, CICM: Cinturón de Intrusivos Candela Monclova (adaptado de: [Eguiluz de Antuñano, 2001](#); [González-Sánchez, 2007](#); [Flotté et al., 2008](#); [Hernández-Sánchez, 2022](#)).

- Los datos de Tmax y %VRc concuerdan en su mayoría con lo expuesto por [Camacho-Ortegón et al. \(2017\)](#), donde en base al modelado del sistema petrolero expone que La Formación La Peña entró en la ventana de aceite, continuando su evolución hasta llegar a la ventana de gas y condensado, sin poder alcanzar la ventana de gas seco.
- En este trabajo la sobremadurez térmica de la muestra correspondiente al pozo Silencio-1 se cataloga como una

anomalía térmica. Se propone que dicha sobremadurez no fue producto solamente del soterramiento de los sedimentos, sino que intervinieron otros eventos como: a) la circulación de fluidos calientes productos de las mineralizaciones tipo MVT pertenecientes al depósito Minas Viejas, b) calor transferido posiblemente durante el emplazamiento de cuerpos subvolcánicos y volcánicos del Campo Volcánico Lavas Las Esperanzas, lo que de acuerdo

a Camacho-Ortegón et al. (2022) generó una mayor tasa de transformación de la materia orgánica y, c) calor potencialmente transferido durante reactivaciones de la falla La Babia o Río Bravo. Lo anterior, pone de manifiesto la relevancia que conlleva el considerar otros factores geológicos distintos al soterramiento de los sedimentos como causantes de una sobremaduración térmica de la materia orgánica en las cuencas estudiadas.

Referencias

- Aranda-Gómez, J.J., Luhr, J. F., Housh, T. B., Valdez-Moreno, G. & Chávez-Cabello, G. (2005): El volcanismo tipo intraplaca del Cenozoico tardío en el centro y norte de México: una revisión. – Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, **57(3)**, 187-225. <https://doi.org/10.18268/bsgm2005v57n3a1>
- Barker, C. & Pawlewicz M. (1994): Calculation of Vitrinite Reflectance from Thermal Histories and Peak Temperatures – A Comparison of Methods. – in: Mukhopadhyay & P., Dow, W. (eds.), Vitrinite Reflectance as a Maturity Parameter. American Chemical Society, 216-229.
- Beaumont, E.A. & Foster, N.H. (1999): Treatise of petroleum geology/handbook of petroleum geology: exploring for oil and gas traps. – The American Association of Petroleum Geologists. <https://doi.org/10.1306/TrHbk624.V3>.
- Behar F., Beaumont V. & Penteadó, H.L.De.B. (2001): Rock-Eval 6 Technology: Performances and Developments. – Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, **56 (2)**: 111-134. <https://doi.org/10.2516/ogst:2001013>.
- Camacho-Ortegón, L.F., Martínez, L., Enciso-Cárdenas J.J., Bueno-Tokunaga, A., Pironón, J. & Núñez-Useche, F. (2022): Thermal history of the Sabinas – Piedras Negras Basin (Northeastern Mexico): Insights from 1D modelling. – Journal of South American Earth Sciences, **115**, 1-14, <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2022.103756>
- Camacho-Ortegón, L.F., Martínez-Ortegón, L., Pironon, J., Suarez-Ruiz, I. & Enciso-Cárdenas, J.J. (2017): Modelado del sistema petrolero de la Cuenca de Sabinas, Noreste de México; Parte 1: evolución térmica, generación y migración de hidrocarburos. – Boletín Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, **LIX(1)**: 7-46.
- Carvajal-Ortiz, H. & Gentzis, T. (2018): Geochemical screening of source rocks and reservoirs: The importance of using the proper analytical program. – Int. J. Coal Geol., **190**: 56-69.
- Charleston, S. (1981): A summary of the structural geology and tectonics of the state of Coahuila, Mexico. – en Schmidt, C.I. Katz, S. B., (eds.): Lower Cretaceous stratigraphy and structure, northern Mexico. – West Texas Geological Society, Field Trip Guidebook, Publication, **81-74**: 28-36.
- Chávez-Cabello, G. (2005): Deformación y magmatismo Cenozoico en el sur de la Cuenca de Sabinas, Coahuila, México. – Universidad Nacional Autónoma de México, Centro de Geociencias, Tesis Doctoral, 226 p.; Juriquilla, Querétaro.
- Chávez-Cabello, G., Aranda-Gómez, J. J., Molina-Garza, R. S., Cossío-Torres, T., Arvizu-Gutiérrez, I. R., & González-Naranjo, G. A. (2005): La falla San Marcos: una estructura jurásica de basamento multirreactivada del noreste de México. – Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, **57(1)**: 27-52. <https://doi.org/10.18268/bsgm2005v57n1a2>
- Eguiluz de Antuñano, S. (2001): Geologic evolution and gas resources of the Sabinas Basin in northeastern Mexico. – in: Bartolini, C., Bufler, R.T. & Cantú-Chapa, A. (eds.): The Western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, Sedimentary Basins and Petroleum Systems. – AAPG Memoir, **75**:241–270. <https://doi.org/10.1306/M75768C10>
- Espitalié, J., Madec, M., Tissot, B., Mennig, J.J. & Leplat, P. (1977): Source rock characterization method for petroleum exploration. – Annual Offshore Techn. Conference, **9th Proceedings**: 439-444.
- Evenick, J. (2021): Examining the relationship between Tmax and vitrinite reflectance: An empirical comparison between thermal maturity indicators. – Journal of Natural Gas Science and Engineering, **91 (103946)**. <https://doi.org/10.1016/j.jngsc.2021.103946>
- Flotté, N., Martínez, J., Rangin, C., Husson, L., Tardy, M. & Le Pichon, X. (2008): The Río Bravo fault, a major late Eocene-Oligocene left-lateral shear zone. – Bulletin de la Société Géologique de France, **179(2)**: 147-160.
- González-García, R. & Holguín-Quiñones, N. (1992): Las rocas generadoras de México. – Bol. Asoc. Mex. Geol. Pet., **42**: 16–30.
- González-Sánchez, F., Puente-Solís, R., González-Partida, E. & Camprubí, A. (2007): Estratigrafía del Noreste de México y su relación con los yacimientos estratoligados de fluorita, barita, celestina y Zn-Pb. – Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, **59**: 43-62.
- Hackley, P.C., Guevara, E.H., Hentz, T.F. Hook, R.W. (2009): Thermal maturity and organic composition of Pennsylvanian coals and carbonaceous shales, north-central Texas: Implications of coalbed gas potential. – Int. J. Coal Geol., **77**: 294-309.
- Hackley, P.C., Zhang, T., Jubb, A.M., Valentine, B.J., Dulong, F.T. & Hatcherian, J.J. (2020): Organic petrography of Leonardian (Wolfcamp A) mudrocks and carbonates, Midland Basin, Texas: The fate of oil-prone sedimentary organic matter in the oil window. – Mar. Pet. Geol., **112(104086)**.

- Hernández-Sánchez A. (2022): Caracterización de los fluidos mineralizantes de los yacimientos estratoligados de plomo-zinc en el Noreste de México (Cuenca de Sabinas y Fosa de Chihuahua). – Universidad Nacional Autónoma de México. Tesis de Maestría: 123 p.; Juriquilla, Querétaro.
- Humphrey, W.E. (1949): Geology of the Sierra de los Muertos area, Mexico (with Descriptions of Aptian Cephalopods from the La Peña Formation) . – Bull. Geol. Soc. Am., **60**: 89-176. [https://doi.org/10.1130/0016-7606\(1949\)60\[89:GOTSDL\]2.0.CO;2](https://doi.org/10.1130/0016-7606(1949)60[89:GOTSDL]2.0.CO;2).
- Imlay, R. (1936): Geology of the western part of the Sierra de Parras. – Geol. Soc. Am. Bull., **47**: 1091-1152. <https://doi.org/10.1130/GSAB-47-1091>
- Jarvie D.M. (2018): Petroleum systems in the Permian Basin: Targeting optimum oil production. – TCU Energy Institute Presentation: www.Hgs.org/sites/default/files/Jarvie%20Permian%20basin%2C%20HGS%2024%20January%202018%20wo%20background.pdf
- Katz, B.J. (1983): Limitations of ‘Rock-Eval’ pyrolysis for typing organic matter.” Organic Geochemistry, **4**, 195-199, [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(83\)90041-4](https://doi.org/10.1016/0146-6380(83)90041-4).
- Ortiz-Treviño J., Camacho-Ortegón, L.F., Enciso-Cárdenas J.J., De La Rosa-Rodríguez G., Núñez-Useche F., Martínez-Carrillo D. & Bueno-Tokunaga A. (s.f.): Organic richness and source rock potential of the La Peña Formation in the Sabinas and Piedras Negras Basins, NE of Mexico. – Revista Mexicana de Ciencias Geológicas.
- Petróleos Mexicanos [PEMEX]. (2010): Provincias Geológicas de México. Pemex Exploración y Producción.
- Petróleos Mexicanos [PEMEX]. (2012): Situación Actual y Perspectivas de PEMEX. – Expo foro 2013, México, D.F.: 1-8.
- Piedad-Sanchez, N. (2004): Prospection des hydrocarbures par une approche intégrée de pétrographie, géochimie et modélisation de la transformation de la matière organique: analyse et reconstitution de l’histoire thermique des Bassins Carbonifère Central des Asturies (Espagne) et Sabinas-Piedras Negras (Coahuila, Mexique) . – Doctoral thesis. UHP Nancy I, France: 356 p.
- Román-Ramos, J.R., Holguín-Quiñones, N. (2001): Subsistemas generadores de la región norte de México. – Bol. Asoc. Mex. Geol. Pet., **49**: 68-84.
- Santamaría-Orozco, D., Ortuño, F., Adatte, T., Ortiz, A., Riba, A. & Franco, S. (1991): Evolución geodinámica de la Cuenca de Sabinas y sus implicaciones petroleras. Estado de Coahuila. – Reporte interno, Instituto Mexicano del Petróleo, **I (CAO-3508)**: 209 p.
- Sweeney, J.J. & Burnham, A.K. (1990): Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics. – Am. Assoc. Pet. Geol. Bull., **74**: 1559-1570. <https://doi.org/10.1306/0C9B251F-1710-11D7-8645000102C1865D>.
- Taylor, G.H., Teichmüller, M., Davis, A., Diessel, C.F.K., Littke, R. & Robert, P. (1998): Organic Petrology: 704 p.; Stuttgart, Germany (Schweizerbart Science Publishers).
- Tissot, B.P. & Welte, D.H. (1984): Petroleum Formation and Occurrence, 2 edn. – 669 p.; New York (Springer). <https://doi.org/10.1007/978-3-642-87813-8>.
- Valdez-Moreno, G. (2001): Geoquímica y petrología de las rocas ígneas de los Campos Volcánicos de Las Esperanzas y Ocampo, Coahuila, México. – Universidad Nacional Autónoma de México, Instituto de Geología. Tesis de Maestría, 128 p.