

Integración geológica, geofísica y geoquímica en la estimación del potencial generador de rocas con altos contenidos orgánicos

Demetrio Santamaría Orozco¹ y Tomás Ramírez Maldonado²

¹ Doctor en Ciencias Naturales por el Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule, Alemania. División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería, Universidad Autónoma de México. Correo Electrónico: demsant@unam.mx

² Doctor en Ciencias de la Ingeniería por la Universidad Nacional Aeroespacial de Ucrania. Correo Electrónico: tr Ramirez24@hotmail.com

RESUMEN

En una cuenca petrolera, las cocinas de generación son las zonas más atractivas para la búsqueda de las mayores concentraciones de hidrocarburos, para ello es indispensable determinar el volumen de roca generadora y la etapa de madurez en la que se encuentra la materia orgánica que contiene. Como esta materia no es continua y tampoco homogénea, es necesario determinar *in situ* los posibles volúmenes de hidrocarburos que se generaron y la cantidad que pudo quedar almacenada en las trampas cercanas a las cocinas de generación. La determinación se facilita por la integración y el procesamiento de información geofísica, geológica y geoquímica. Para demostrar que la integración de las disciplinas mencionadas facilita la determinación de volúmenes de hidrocarburos, se analizó la información de 11 pozos que atraviesan las rocas generadoras del *Tithoniano* al sur del Golfo de México, en la porción marina de las cuencas del sureste. Para el caso se integró información de registros geofísicos de pozos, de estratigrafía de secuencias, de pirólisis *Rock Eval* y de petrografía orgánica de varios núcleos obtenidos en esos pozos. Los resultados mostraron la distribución

espacio-temporal de la materia orgánica contenida en esas rocas y la madurez térmica que alcanzaron en distintas regiones dentro de la ventana de generación de petróleo y gas. Para lograr lo anterior se aplicó el método $\Delta \log R$ para calcular el total de carbono orgánico (TOC por sus siglas en inglés) con continuidad vertical y se calcularon los volúmenes totales de los distintos intervalos estratigráficos del lugar. También se estableció su distribución geográfica y las concentraciones máximas de materia orgánica, además se encontró la relación de transformación con respecto al incremento de la madurez y se corroboró que las variaciones verticales coinciden con 7 ciclos de tercer orden de las curvas eustáticas propuestas por varios autores.

Palabras clave: Registros de pozo, rocas generadoras, geoquímica orgánica, estratigrafía de secuencias, volumen de hidrocarburos.

ABSTRACT

In an oil basin, the generation kitchens are the most attractive areas in the search for large concentrations of hydrocarbons, for this it is essential to determine

the volume of source rock and the stage of maturity in which the organic matter it contains is found. As this material is not continuous or homogeneous, it is necessary to locally determine the possible volumes of hydrocarbons that were generated and the amount that could have been stored in the traps near the generation kitchens. The determination is facilitated by integrating and processing geophysical, geological and geochemical information. To demonstrate that the integration of the aforementioned disciplines facilitates the determination of hydrocarbon volumes, information from 11 wells that cross the Tithonian source rocks in the southern Gulf of Mexico, in the marine portion of the southeastern basins, was analyzed. For this case, information from geophysical well logs, sequence stratigraphy, Rock Eval pyrolysis and organic petrography of various cores obtained in those wells was integrated. The results showed the spatio-temporal distribution of the organic matter contained in these rocks and the thermal maturity reached in different regions within the oil and gas generation window. To achieve the above, the $\Delta \log R$ method was applied to calculate the total organic carbon (TOC) with vertical continuity and the total volumes of the different stratigraphic intervals of the place were calculated. Its geographical distribution and the maximum concentrations of organic matter were also established, in addition, the transformation relationship was found with respect to the increase in maturity and it was confirmed that the vertical variations coincide with 7 cycles of the third order of the eustatic curves proposed by several authors.

Key words: well logs, source rocks, organic geochemistry, sequential stratigraphy, hydrocarbon volume.

RESUMO

Em uma bacia de petróleo, os fogões de geração são as áreas mais atrativas para a busca das maiores concentrações de hidrocarbonetos, para isso é essencial determinar o volume de rocha geradora e o estágio de maturidade em que se encontra a matéria orgânica que contém. Como esse material não é contínuo e ho-

mogêneo, é necessário determinar *in situ* os possíveis volumes de hidrocarbonetos que foram gerados e a quantidade que poderia ser armazenada nas armadilhas próximas às cozinhas de geração. A determinação é facilitada pela integração e processamento de informações geofísicas, geológicas e geoquímicas. Para demonstrar que a integração das disciplinas supracitadas facilita a determinação dos volumes de hidrocarbonetos, foram analisadas informações de 11 poços que atravessam o *Tithoniano* gerando rochas ao sul do Golfo do México, na porção marinha das bacias do sudeste. Para este caso, foram integradas informações de registros geofísicos de poços, estratigrafia sequencial, pirólise de *Rock Eval* e petrografia orgânica de diversos núcleos obtidos nesses poços. Os resultados mostraram a distribuição espaço-temporal da matéria orgânica contida nessas rochas e a maturidade térmica que atingiram em diferentes regiões dentro da janela de geração de petróleo e gás. Para tanto, aplicou-se o método $\Delta \log R$ para calcular o carbono orgânico total (COT) com continuidade vertical e calculados os volumes totais dos diferentes intervalos estratigráficos do local. Sua distribuição geográfica e concentrações máximas de matéria orgânica também foram estabelecidas, além da relação de transformação foi encontrada com relação ao aumento da maturidade e foi corroborado que as variações verticais coincidem com 7 ciclos de terceira ordem das curvas eustáticas propostas por vários autores.

Palavras chave: perfis de poços, rochas geradoras, geoquímica orgânica, estratigrafia sequencial, volume de hidrocarbonetos.

INTRODUCCIÓN

Durante la exploración petrolera es indispensable determinar, en una cocina de generación de hidrocarburos, el volumen y la temperatura que alcanzan las rocas generadoras, la geometría de éstas y la madurez de la materia orgánica (MO) que contienen. Como esta MO no es continua y tampoco homogénea, hay que determinar localmente, tanto los volúmenes de

hidrocarburos generados por esas rocas como los atrapados en las trampas cercanas.

Un enfoque usado en la industria petrolera para el cálculo del volumen de roca generadora, es utilizar valores promedio de TOC y del índice del potencial generador (Demaison & Huizinga, 1991) para obtener el espesor neto generador (ENG) de la secuencia productiva. Otro enfoque se relaciona con la simplificación del sistema petrolero, en donde los valores de TOC de roca generadora varían lateral y verticalmente. Ésta genera y expulsa los hidrocarburos, los cuales migran hacia zonas de menor presión, que carga de líquidos y/o gases los yacimientos petroleros convencionales. Si se trata de un *play* no convencional, la roca generadora engloba todo el sistema petrolero (gas de lutita o aceite de lutita) (Curtis, 2002).

Como ejemplo de cálculo de volúmenes, se consideran varios pozos de una secuencia del *Tithonianiano*, donde se integran datos de registros de pozos, estratigrafía de secuencias, geoquímica orgánica, e información adicional de análisis de laboratorio de las muestras disponibles de roca generadora, entre otros: análisis estructural, sedimentológico, petrográfico, paleontológico, etc., complementándose con interpretaciones sísmicas y de secuencias estratigráficas similares.

La combinación e integración de estos datos proporciona una imagen a gran escala de la distribución del TOC en la roca generadora y se obtiene información más detallada sobre la heterogeneidad vertical y horizontal de esa riqueza orgánica.

1.1 Registros geofísicos de pozo y estratigrafía de secuencias

1.1 Registros de pozo

El análisis de registros de pozo se ha utilizado en varias cuencas sedimentarias para estimar la cantidad de TOC en las rocas generadoras (Mendelson y Toksöz, 1985; Meyer y Nederrlof, 1985, Carpentier *et al.*, 1989, y Passey *et al.*, 1990). Los resultados de estos análisis han demostrado la alta variabilidad del TOC tanto en el tiempo como en espacio a lo largo de

una cuenca petrolera y su columna sedimentaria. Con los registros de pozo se obtienen varias propiedades petrofísicas: litología, facies, porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, etc. El análisis de estas propiedades permite determinar el espesor productivo, la riqueza orgánica y el grado de evolución térmica (cf. Asquith, 1982; Serra, 1986; Schlumberger, 1987) en las rocas generadoras de aceite.

Los registros de pozo también pueden utilizarse para determinar intervalos estratigráficos, o para correlacionar facies orgánicas entre pozos cercanos.

En geoquímica orgánica, con los registros de pozo se evalúa de forma cualitativa la madurez de la roca generadora (Krystinik & Charpentier, 1987; Mathis *et al.*, 1987; Mann & Müller, 1988; Mathis, 1993, Lang, 1994) y en conjunción con estratigrafía de secuencias, se determinan los cambios verticales y laterales en la riqueza orgánica, la distribución espacio temporal de la roca generadora o bien, para relacionar la tectónica y la sedimentación (Bourquin *et al.*, 1990; Leckie *et al.*, 1991, Creaney *et al.*, 1991; Bohacs & Isaken, 1991; Creaney & Passay, 1993, y Lamber, 1993, Carpentier *et al.*, 1993; Bessereau *et al.*, 1995).

1.2 Estratigrafía de secuencias

La estratigrafía de secuencias es una herramienta muy útil en el análisis de cuencas sedimentarias. Las secuencias individuales reconocidas se caracterizan por diversos factores, tales como: subsidencia, eustatismo y tasa de sedimentación. La distribución de la materia orgánica en un marco estratigráfico de secuencia se relaciona con la productividad y la preservación de la materia orgánica (Carpentier *et al.*, 1993; Bessereau *et al.*, 1995).

Con la estratigrafía de secuencias se definen los sistemas de depósito, que son los principales conjuntos de litofacies cerradas dentro de los límites de la secuencia (Vail *et al.*, 1977). La superposición de secuencias estratigráficas depende de cambios eustáticos, tasas de sedimentación, subsidencia y fisiografía. La clasificación de secuencias (Haq *et al.*, 1987) permite distinguir:

- a) Un ciclo de quinto orden (duración entre 0.01 y 0.2 m.a.), que se ajusta a los ciclos de Milankovitch o ciclos orbitales.
- b) Un ciclo de cuarto orden (duración entre 0.2 y 1 m.a.), que corresponde con variaciones del nivel del mar.
- c) Un ciclo de tercer orden (duración entre 1 y 10 m.a.), que coincide con grandes eventos transgresivos y regresivos en las cuencas sedimentarias.

Los eventos transgresivos y regresivos ocurren por movimientos de bloques tectónicos o reactivaciones del basamento, estos controlan la evolución de la cuenca y dependen del tipo de sepultamiento y del régimen de flexión (Mitchum & Van Wagoner, 1991).

MATERIALES Y MÉTODOS

2 Método y muestra

2.1 Método ΔU

Las rocas generadoras de petróleo contienen minerales de arcilla, que se asocian con alta radiactividad y abundante materia orgánica (Tissot & Welte, 1984).

Por regla general se ha asumido que la matriz inorgánica en lutitas consiste en casi el 100 % de minerales de arcilla, lo que lleva a un error en la estimación del TOC, ya que el contenido de TOC aumenta de manera proporcional a la disminución en el tamaño de partícula.

El registro de rayos gamma (base del método ΔU) ha sido el más utilizado para la identificación de rocas con alto contenido de materia orgánica (Fertl & Rieke, 1980; Schmoker, 1979; 1981; Austric & Dumesnil, 1985; Mann *et al.*, 1986; Mann & Müller, 1988). La identificación de esas rocas está relacionada con la variación del contenido de uranio, el cual se identifica en el registro de rayos gamma.

El método ΔU se basa en una comparación de la curva de Rayos Gamma Total SGR (uranio+torio+potasio) y la curva de Rayos Gamma Corregida GRC (torio+potasio). El resultado de la comparación dará el contenido de uranio, el cual describe de forma cualitativa el contenido de materia orgánica de una roca generadora, ya que la materia orgánica y los ácidos

húmicos tienen una afinidad química con el uranio, mientras que el torio y potasio están asociados con la afluencia clástica.

El contenido de uranio así determinado se utiliza para definir en dónde se encuentra o dónde estuvo presente la materia orgánica en los sedimentos marinos ricos en arcilla.

2.2 Método $\Delta \log R$

Passey *et al.* (1990), desarrollaron el método $\Delta \log R$ para identificar y calcular el porcentaje de TOC en rocas ricas en materia orgánica. La técnica consiste en superponer las curvas de resistividad y del tiempo de tránsito del registro sónico de porosidad) y se mide la separación entre ellas con respecto a una línea base. La separación entre las curvas ocurre porque la curva del sónico responde a la baja densidad del kerógeno y la curva de resistividad responde al tipo de fluidos de la formación. La separación entre las dos curvas es mayor en rocas generadoras ricas en materia orgánica, donde las altas proporciones de TOC reducen la densidad aparente del sedimento y si las rocas se encuentran en la ventana de generación del petróleo, entonces la presencia de hidrocarburos aumenta el valor de la resistividad. Esta separación la definieron como $\Delta \log R$. Si de manera previa se determinó o estimó la madurez del intervalo generador, la separación entre las curvas se transforma a un valor de TOC. Esta separación se determina por medio de la Expresión (1):

$$\Delta \log R = \log_{10} (R / R_{\text{línea base}}) + 0.02 \times (\Delta t - \Delta t_{\text{línea base}}) \quad (1)$$

donde $\Delta \log R$ es la separación entre las curvas, R es la resistividad medida en Ω -m, Δt es el tiempo de tránsito medido en $\mu\text{sec}/\text{ft}$, $R_{\text{LÍNEA BASE}}$ es la resistividad correspondiente a la línea base Δt . La línea base varía en función de la riqueza orgánica (por ejemplo, de 0.2 Ω -m a 50 $\mu\text{sec}/\text{ft}$ para rocas pobres orgánicamente y de 20 Ω -m a 100 $\mu\text{sec}/\text{ft}$ para rocas ricas en material orgánico). Por otro lado, el tiempo de tránsito varía de 70 a 120 $\mu\text{sec}/\text{ft}$ respectivamente, por lo que la velocidad media de la materia orgánica

es cercana a los 180 $\mu\text{sec}/\text{ft}$ (Meldenson & Toksoz, 1985).

El TOC se calcula a partir de la Expresión empírica (2): donde TOC es el carbono orgánico total medido en % en peso y el LOM (Nivel de Metamorfismo Orgánico) es el valor de madurez alcanzado por la materia orgánica en la escala definida por Hood *et al.* (1975).

$$\text{TOC} = (\Delta \log R) \times 10^{(2.297 - 0.1688\text{LOM})} \quad (2)$$

Una vez calculado el $\Delta \log R$, se calibran los resultados con análisis de laboratorio de muestras de núcleo (del mismo pozo), lo que permite estimar el contenido de TOC de una roca generadora en forma semicuantitativa y continua (intervalos verticales de hasta 1 m) tanto para el área analizada como para pozos en los que se encontró la misma roca generadora con la misma madurez.

3 Muestras y enfoque

Como la secuencia de roca generadora del *Tithoniano* de la Sonda de Campeche muestra un rango de madurez muy amplio, ya que el rango de variación del índice de reflectancia de la vitrinita tiene una variación de 0.35 a 1.35 % RO, se desarrolló un método de interpretación de registros geoquímicos que considera estos cambios severos de madurez. Este método se basa en algunas publicaciones (Phillipi, 1965; Meyer y Nederlof, 1985; Mendelson y Toksoz 1985; Austric y Dumesnil, 1985; Passey *et al.*, 1990) y permite el reconocimiento y cuantificación de los cambios que sufre la secuencia de roca generadora durante la generación y expulsión de petróleo. El método es el siguiente:

- a) Se reconocen y definen los intervalos de la roca generadora de interés mediante la técnica ΔU .
- b) Se define la línea base para cada serie de registros de pozos y se mide la separación entre las curvas de porosidad y resistividad.
- c) Se calcula el contenido de TOC con la técnica $\Delta \log R$ para los intervalos en los que se dispone de datos de calibración.

- d) Se aplica la técnica $\Delta \log R$ para estimar el contenido de TOC para los intervalos de roca generadora de todos los pozos.

El método se aplicó a la secuencia de roca generadora del *Tithoniano* de un total de 11 pozos (llamados A, B, C, D, E, F, G, H, I, J y K para este caso), que se encuentran ubicados en la llamada Sonda de Campeche (**Figura 1**). Posteriormente, se realizó una interpretación estratigráfica de la secuencia con base en los resultados del análisis de los registros de pozos.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Como se ha mencionado, las curvas del registro de rayos gamma se utilizan para delimitar la extensión de los intervalos de roca generadora de todos los pozos. La caracterización litológica se deriva de la revisión y análisis de muestras de núcleo que se obtuvieron de varios intervalos. De la información obtenida se observaron cambios drásticos en la respuesta de los rayos gamma, tanto en la parte superior como en la base de la secuencia del *Tithoniano*. Se observaron valores de rayos gamma de más de 100 unidades API en la roca generadora, lo que hace posible una diferenciación del intervalo de fuente de las unidades vecinas.

En la **Tabla 1** se describen los resultados obtenidos del análisis de registros y las metodologías aplicadas para el cálculo de TOC de los 11 pozos que conforman el caso. Con base en la información de esta tabla, es posible estimar el potencial genético de las secuencias de rocas generadoras del *Tithoniano* en forma vertical con base en el promedio de cada propiedad geoquímica y con la ayuda de mapas de isopacas, se calcula el volumen de roca generadora en la Sonda de Campeche. Esta es una forma aproximada para estimar el volumen de hidrocarburos que se generan.

4 Técnicas

4.1 Estimación del carbono orgánico total

La técnica $\Delta \log R$ se utilizó para estimar el contenido de TOC in situ de los intervalos de roca generadora del

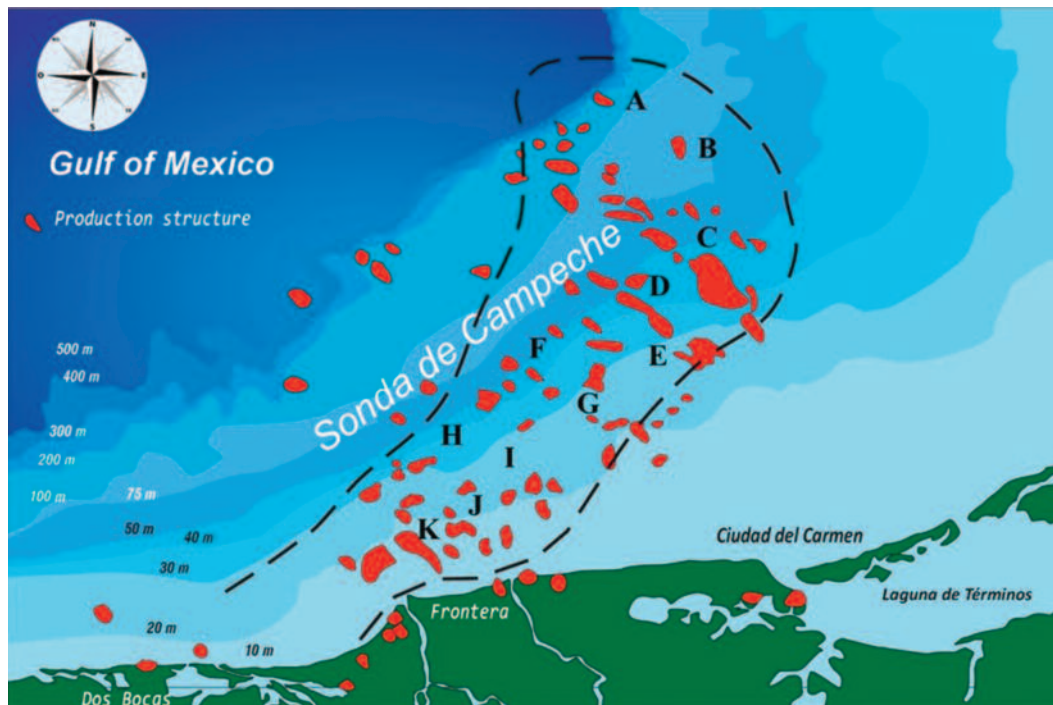


Figura 1. Localización de los Pozos estudiados

Fuente Rocas	Uranio	Resistividad	Tiempo de tránsito	Densidad
Promedio	10 [ppm]	200 [ohms-m]	80 [μ s/ft]	2.0 [g/cm ³]
Maduro	3 [ppm]	20 [ohms-m]	50 [μ s/ft]	2.3 [g/cm ³]
Inmaduro	14 [ppm]	2000 [ohms-m]	150 [μ s/ft]	1.8 [g/cm ³]

Pozo	Rayos gamma [Unidades API]		Resistividad [ohm-m]		Tiempo de tránsito [μ seg/ft]		Densidad [g/cm ³]		Espesor [metro]	Espesor de generación neta [metro]	TOC [% en peso]
	mín.	máx.	mín.	máx.	mín.	máx.	mín.	máx.			
A	25	145	2	30	80	166	1.5	2.8	92	69	7
B	40	178	1.2	200	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	128	70	4
C	25	175	0.2	150	70	140	2.3	2.8	253	58	5
D	35	140	5	1800	60	120	n.d.	n.d.	62	42	2
E	30	120	2	200	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	250	80	2
F	60	190	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	114	65	?
G	30	135	n.d.	n.d.	80	140	2.2	2.5	115	69	2
H	50	180	2	2000	55	90	n.d.	n.d.	143	83	2
I	40	170	2	2000	50	110	2.2	2.6	92	55	2
J	20	120	20	2000	50	75	1.6	2.8	155	72	1
K	25	120	20	2000	55	80	1.8	2.7	230	86	1

Tabla 1. Resumen de propiedades petrofísicas de 11 pozos. El intervalo cubre la secuencia de roca generadora del *Tithoniano* para la Sonda de Campeche

Tithoniano en los 11 pozos de la Sonda de Campeche. El TOC estimado se basó en datos analíticos de muestras de núcleo (TOC y análisis *Rock-Eval*).

Para el caso de rocas generadoras de baja madurez o inmaduras, la separación de las curvas de porosidad y resistividad es, en general, amplia y continua. En contraste, tal separación fue corta y discontinua para las rocas generadoras sobre maduras.

En la **Figura 2** se calcula el TOC para los pozos A y K. En el primer caso, la curva ΔU (cantidad de uranio) no muestra variaciones significativas en in-

tervalos de 2 a 3 m de la secuencia de 30 m de espesor del *Tithoniano*. Para el pozo K, esta curva contiene valores con un promedio de 3 ppm, pero muestra mayores variaciones en intervalos de 1 a 2 m. Por otro lado, el espesor de la secuencia del *Tithoniano* es de 250 m, casi tres veces más que la del primer pozo. Además, las separaciones $\Delta \log R$ en el primer pozo son amplias y continuas, mientras que en el segundo caso son de dimensión reducida y discontinuas. Dichas diferencias son resultado de la maduración de la materia orgánica. En el pozo A la materia orgánica

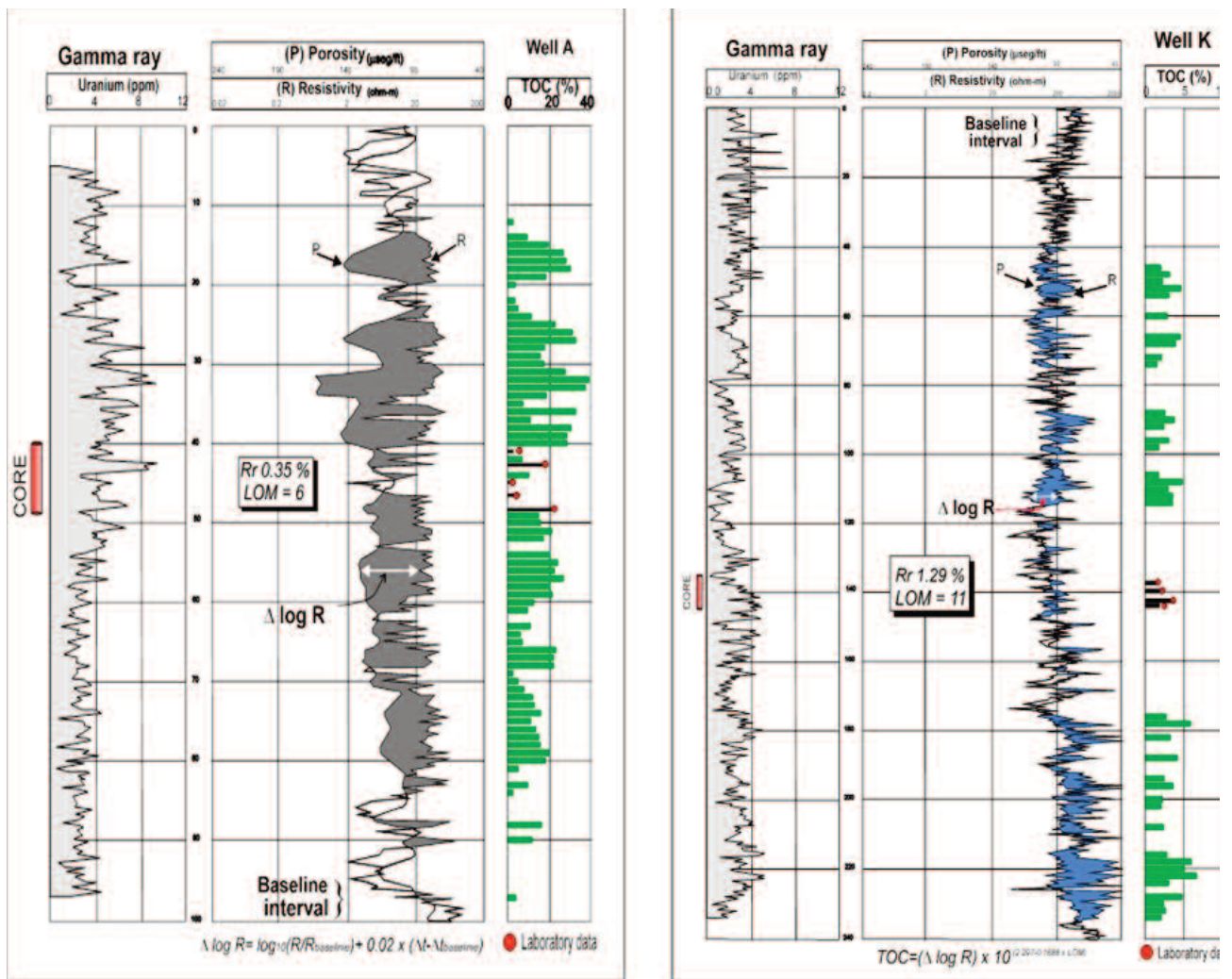


Figura 2. Cálculo del TOC del intervalo del *Tithoniano* basado en el análisis de registro de pozos. Los datos son de los pozos A y K, en A la secuencia de roca generadora es inmadura con un alto contenido de materia orgánica. En K, la secuencia de roca generadora es madura con un contenido de materia orgánica muy bajo. La ubicación de los pozos se muestra en la **Figura 1**.

de la roca generadora es inmadura ($RO < 0.4\%$) y por lo tanto no ha generado hidrocarburos. En consecuencia, es rico en materia orgánica ($TOC > 10\%$ en peso). Mientras que en el pozo κ la materia orgánica se encuentra en una fase avanzada de madurez ($RO > 1.3\%$) y una parte importante de la materia orgánica se ha transformado en hidrocarburos y ha sido expulsada ($TOC < 2\%$ en peso).

En los registros se sobreponen los valores de TOC medidos en laboratorio de varios pozos que se encuentran distribuidos a lo largo de la Sonda de Campeche (barras de color negro en el carril de la derecha). El contenido de TOC medido en el laboratorio indicó que las muestras de pozos provenientes de la zona inmadura de la Sonda de Campeche (NE) tienen el contenido de TOC más alto, seguidos por los pozos de la zona madura ubicada en el centro de la Sonda de Campeche y por los de la zona sobre madura (al SW), con valores de TOC promedio en peso de 5.0, 2.5 y 1.5 respectivamente.

4.2 Reconocimiento de patrones cíclicos de depósito

Para el reconocimiento de patrones se utilizó un enfoque similar al utilizado por Bessereau *et al.* (1995).

Una combinación de estratigrafía de secuencias y registros de pozo, con el soporte de datos geoquímicos de núcleos de roca generadora del *Tithoniano* de la Sonda de Campeche, reveló que existen patrones cíclicos en la distribución vertical de TOC. Los resultados de las tres técnicas utilizadas se correlacionan muy bien en la parte noreste del área de estudio, donde el contenido de TOC es más alto. La curva eustática, la curva ΔU del registro de rayos gamma y los datos de contenido de TOC obtenidos con la técnica $\Delta \log R$ en los intervalos de roca generadora tienen un alto grado de similitud. En esta área la materia orgánica es aún inmadura y la geología no es compleja desde un punto de vista tectónico (**Figura 3**). Por otro lado, en el área central (madura) y el área suroeste (sobre madura) no hubo una buena correlación debido a que en algunos pozos existen problemas estructurales.

5 Caracterización del entorno deposicional

Los resultados del análisis de registro de pozos, estratigrafía de secuencias y petrología orgánica se integran para determinar el ambiente de profundidad del Tithoniano en la Sonda de Campeche. La roca generadora del *Tithoniano* de la Sonda de Campeche fue depositada en mares epicontinentales, sobre una plataforma continental (0-200 m), donde los ambientes de deposición fueron marinos de terrígeno-carbonato con condiciones anóxicas y muestran tres zonas diferentes (Guzmán *et al.*, 1994; Santamaría *et al.*, 1995). Esta diferenciación se realizó según la cantidad y tipo de materia orgánica, madurez y facies sedimentarias. Sin embargo, los ambientes de deposición fueron marinos en todos los casos por debajo de la base de olas de tormenta (SWB). El área NE mostró las coproducciones marinas menos profundas, seguida por el área central y por el área SW, donde la profundidad del agua fue mayor.

Las rocas depositadas durante el Jurásico Medio son secuencias de evaporitas, compuestas por haluros y sulfatos, esos minerales que preceden a las rocas generadoras del *Tithoniano* y que fueron encontradas en el área de estudio, tuvieron un papel importante en el desarrollo de altos contenidos de compuestos orgánicos de azufre que las caracteriza (Santamaría *et al.*, 1995). Tales compuestos indican que durante la deposición de materia orgánica (en la que predominan las algas) y minerales (arcillas y carbonato) prevalecieron las condiciones anaeróbicas que condujeron en última instancia a la reducción de los sulfatos y la liberación bacteriana de proporciones elevadas de H_2S . Es posible que los altos contenidos de ácido sulfhídrico fueran responsables de un envenamiento del agua del fondo, lo que podría explicar la ausencia de fauna bentónica y la aparición de formas planctónicas.

Las facies orgánicas de las rocas generadoras del *Tithoniano* de la Sonda de Campeche son de tipo marino B (según Jones, 1987), aunque existen pequeñas diferencias en el tipo de materia orgánica (Santamaría *et al.*, 1995). Sin embargo, en general, la secuencia se considera bastante homogénea, por lo

CONCLUSIONES

- Los registros geofísicos de pozo se utilizaron para estimar de forma semi cuantitativa el contenido de TOC de toda la secuencia del *Tithoniano*.
- La distribución vertical del TOC coincide con patrones de sedimentación y muestra su variación vertical y lateral.
- La variación vertical del TOC coincide con 7 eventos de tercer ciclo, mientras que la varia-

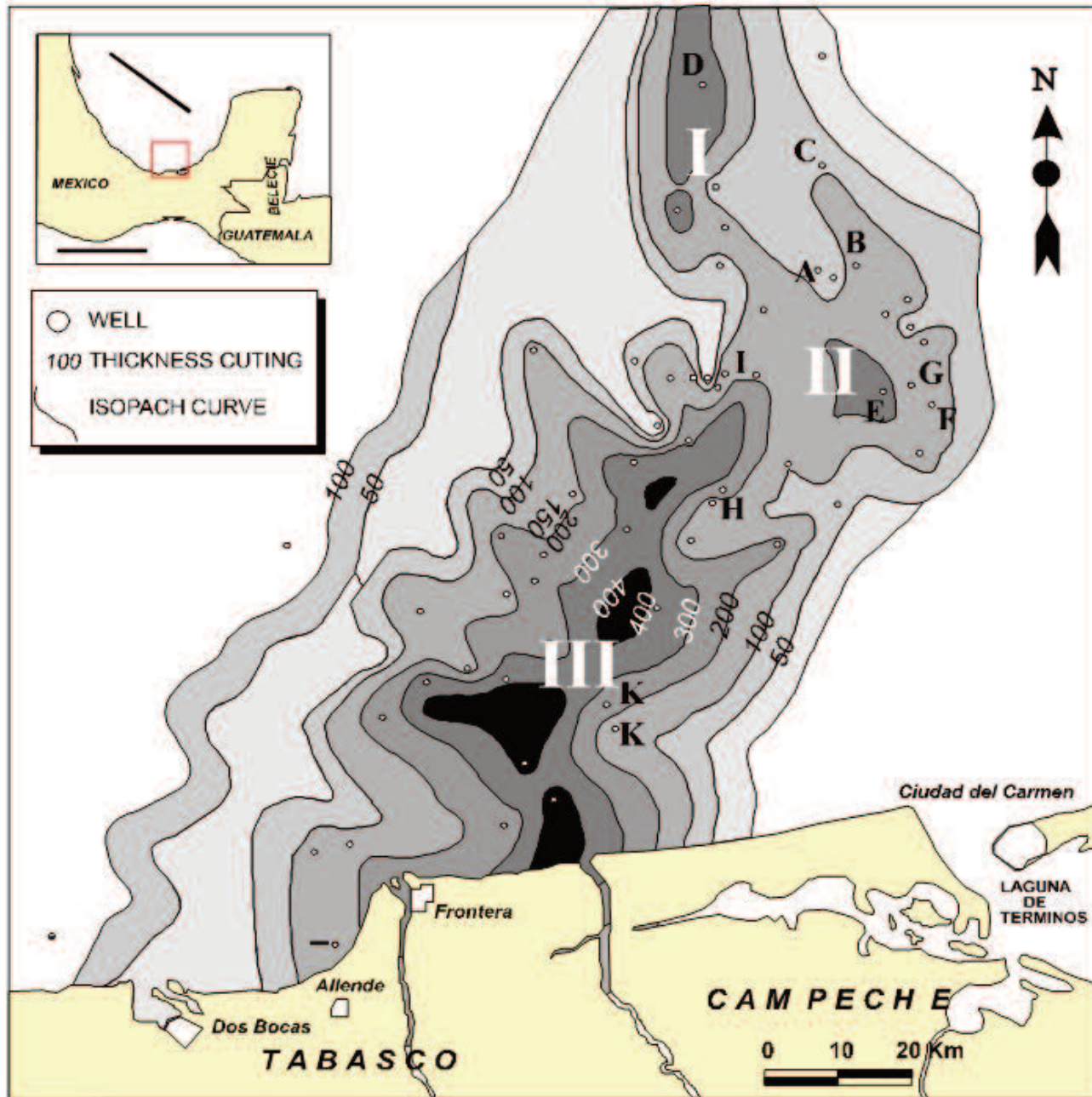


Figura 4. Mapa de isopacas del *Tithoniano*. El espesor se estimó sin tener en cuenta los problemas estructurales. Se reconocen con claridad tres cocinas de generación (I, II y III).

ción horizontal va desde valores mayores de 20 % hasta menores de 2 % disminuyendo en sentido de NNE-SSW y es resultado del incremento de la madurez en ese mismo sentido.

- Las altas concentraciones de TOC en esta secuencia estratigráfica corresponden con la época mundial generadora del Jurásico Superior y sus altos valores con varios sistemas transgresivos, aunque los valores más altos están presentes en las superficies de máxima inundación.
- La combinación entre registros de pozo, estratigrafía de secuencias y datos geoquímicos orgánicos son útiles para calcular el potencial genético y el volumen del espesor neto generador.
- El espesor promedio de la secuencia del *Tithoniano* es de 200 m, pero varía de menos de 50 m a más de 450 m en los depocentros, los cuales están alineados en el mismo sentido de la madurez.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Asquith, G.**, 1982, Basic well log analysis for Geologists: AAPG Methods in Exploration Series, p. 216
- Bessereau, G., Guillocheau F and Huc A. Y.**, 1995, Source rock occurrence in a sequence stratigraphic framework: The example of Lias of the Paris Basin: AAPG Studies of Geology # 40, pp. 273-301.
- Bohacs, K. M. and Isaksen G. H.**, 1991, Source Quality Variations tied to Sequence Development: Integration of Physical and Chemical Aspect, Lower to Middle Triassic, Western Barents Sea: AAPG Bulletin, v. 75, p. 544.
- Bourquin, S., Clemonte J., Durand B., Ganem-A G., Le Roux J., Mathis B. and Didelot B.**, 1990, Approche Methodologique et exemples d'application dans le Bassin Parissien et le Fosse Rhenan: Bull. Soc. Geol. France v. 6, No. 4, pp. 693-707.
- Carpentier, B, Bessereau G. and Huc A. Y.**, 1989, Estimation des Teneurs en Carbone Organique par la Méthode de Carbolog: Rev. Inst. Franc. du Petrol. v. 44, p. 699-719.
- Carpentier, B., Huc A. Y., Gély J. P., and Blanc-Valleron M. M.**, (1993) Geological geochemical modeling, an approach for understanding organic cyclic sedimentation in evaporitic sequences: Application to the Mulhouse Basin (France): Org. Geochem. v. 20, pp. 1153-1163.
- Creaney, S. and Passey Q. R.**, 1993, Recurring Patterns of Total Organic Carbon and Source Rock Quality within a Sequence Stratigraphic Framework: AAPG Bulletin, v. 77, pp. 386-401.
- Creaney, S., Passey Q. R., and Allan J.**, 1991, Use of Well Logs and Core Data to Assess the Sequence Stratigraphic Distribution of Organic-Rich Rocks: AAPG Bulletin, v. 75, p. 557.
- Curtis, J. B.**, 2002, Fractured Shale-Gas Systems. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin v. 86 n. 11, pp. 1921-1930.
- Demaison, G. J. and Huizinga B. J.**, 1991, Genetic classification of petroleum system. AAPG Bulletin, v. 75. pp. 1626-1643.
- Fertl, W. H. and Rieke H. H. III**, 1980, Gamma Ray Spectral Evaluation Techniques Identify Fractured Shale Reservoirs and Source Rocks Characteristics: Journal of Petrol. Technology, Dallas, v. 32, No. 11, pp. 2053-2062.
- Guzmán, V. M. A., Mello M. R., León G. C., and Holguín N. Q.**, 1994, Tithonian Oils from the Sureste Basin, Mexico: the facies variability of their source rocks: (in: IV. Latin American Congress on Organic Geochemistry, Oct. Bucaramanga, Colombia) pp. 4-7.
- Haq, B. V., Handerbol, V. and Vail, P. R.**, 1987, Mesozoic and Cenozoic Chronostratigraphic and Cycles of Sea-Level Change, pp. 71-108. (in: Sea-Level Changes: An Integrated Approach. S.E.P.M., Special Publication No. 42, p. 407 , Tulsa, Oklahoma, USA).

- Jones, R. W.**, 1987 Organic facies. (in: Advances in Petroleum Geochemistry. Eds. J. Brooks and D. H. Welte, London: Academic Press), v. 2. pp. 1-90.
- Krystinik, K. B. and Charpentier, R. R.**, 1987, Statistical Model for Source Rock Maturity and Organic Richness Using Well-Log Data. Bakken Formation, Williston Basin. Unites States: AAPG Bulletin, v.71, pp. 95-102
- Lang, W. H.**, 1994, The Determination of Thermal Maturity in Potential Source Rocks Using Interval Transit Time / Interval Velocity: The Log Analyst, v. 35, No. 6, pp. 47-59.
- Leckie, D. A., Singh Ch., Goodarzi F., and Wall J. H.**, 1991, Organic - Rich, Radioactivity Marine Shale: A Case Study of a Shallow - Water Condensed Section, Cretaceous Shaftesbury Formation Alberta, Canada: AAPG Bulletin, v. 75, p. 1529.
- Mann, U., and Müller P. J.**, 1988, Source Rock Evaluation by Well Log Analysis (Lower Toarcian, Hils syncline): Org. Geochem., v. 13, pp. 109-119.
- Mann, U., Leythaeuser D., and Müller P. J.**, 1986, Relation between Source Rock Properties and Wireline Log Parameters: An Example from Lower Jurassic Posidonia Shale, NW-Germany: Org. Geochem., v. 10, pp. 1105-1112.
- Mathis, B.**, 1993, Well Logging and Diagenesis: Case Studies and New Means of Research: Bull. Center Research. Explro. -Prod. Elf Aquitanie, v. 17, No. 2, pp. 385-393.
- Mathis, B., Bourquin S., Clermonte J., Didelot B., and Alkhaddour G.**, 1987, Lithologic identification and sequential organization in the Paris Basin and in the Rhine Graben (France). 12th SPWLA French Sect. (SAID) Int. Formation Evaluation Symp. (Paris, Fr. 24-27 Oct.) Trans. pap. No. DD.
- Mendelson, J. D., and Toksöz M. N.**, 1985, Source Rock Characterization Using Multivariate Analysis of Log Data: SPWLA 26 Th. Annual Logging Symposium, June, paper U.
- Meyer, B. L., and Nederlof M. H.**, 1985, Identification of Source Rocks on Wireline Logs by Density/Resistivity and Sonic Transit Time/Resistivity Cross plots: AAPG Bulletin, v. 68, pp. 121-129.
- Mitchum, R. M. Jr., and Van Wagoner, J. C.**, 1991, High-frequency sequences and their stacking patterns: sequence stratigraphic evidence of high-frequency eustatic cycles. Sedimentary Geology, Vol. 70, pp. 131-160.
- Passey, Q. R., Creaney S., Kulla J. B., Moretti F. J., and Stroud J. D.**, 1990, A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs: AAPG Bulletin, v. 74, pp.1777-1794.
- Phillipi, G. T.**, 1965, On the depth, time, and mechanism of petroleum generation: Geochim. Cosmochim. Acta, v. 29, pp. 1021-1049.
- Santamaría-Orozco, D., di Primio R., Pickel W., Holguín N., and Horsfield B.**, 1995, Organic Facies and Maturity of Tithonian Source Rocks from the Sonda de Campeche, Mexico. In: Developments and Applications to Energy, Climate, Environment and Human History: Selected paper from 17th Internat. Meeting Org. Geochem: (Eds.), J. O. Grimalt and C. Dorrosoro, pp. 152-154.
- Schlumberger**, 1987, Log interpretation Charts p.146
- Schmoker, J. W.**, 1979, Determination of Organic Content of Appalachian Devonian Shales from Formation-Density Logs: AAPG Bulletin, v. 63, pp. 1504-1537.
- Schmoker, J. W.**, 1981, Determination of Organic Matter Content of Appalachian Devonian Shales from Gamma-Ray Logs: AAPG Bulletin, v. 65, pp. 1285-1298.
- Serra, O.**, 1986, Fundamentals of well-log interpretation v. 1, pp. 423 and v. 2 p. 684 Ed. by Elsevier and ELF Aquitanie.
- Tissot, B. P. and Welte D. H.**, 1984, Petroleum For-

mation and Occurrence: Springer Ed., pp. 699 Berlin.

Vail, P. R. Mitchum R. M., and Thompson S., 1977, Global cycles of relative changes of sea level. AAPG Memoir 26, pp. 83-98.

Fecha de recepción: 01 de agosto de 2022

Fecha de arbitraje: 13 de octubre de 2022

Fecha de aprobación: 17 de noviembre de 2022

