



Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana

ISSN: 1405-3322

sgm\_editorial@geociencias.unam.mx

Sociedad Geológica Mexicana, A.C.

México

González-Partida, Eduardo; Camprubí, Antoni; Canet, Carles; González-Sánchez, Francisco  
Fisicoquímica de salmueras e hidrocarburos en cuencas petroleras y en depósitos minerales tipo  
Mississippi Valley y asociados. Parte II: ejemplos de la Cuenca de Sabinas y la Cuenca del Sureste,  
México

Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, vol. 60, núm. 1, 2008, pp. 23-42  
Sociedad Geológica Mexicana, A.C.  
Distrito Federal, México

Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=94316033003>

- Cómo citar el artículo
- Número completo
- Más información del artículo
- Página de la revista en redalyc.org

redalyc.org

Sistema de Información Científica  
Red de Revistas Científicas de América Latina, el Caribe, España y Portugal  
Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso abierto



## Fisicoquímica de salmueras e hidrocarburos en cuencas petroleras y en depósitos minerales tipo *Mississippi Valley* y asociados

### Parte II: ejemplos de la Cuenca de Sabinas y la Cuenca del Sureste, México

Eduardo González-Partida<sup>1,\*</sup>, Antoni Camprubí<sup>2</sup>, Carles Canet<sup>3</sup> y Francisco González-Sánchez<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> Programa de Geofluidos, Centro de Geociencias, Universidad Nacional Autónoma de México; Campus Juriquilla, Carretera 57 km. 15.5, 76230 Santiago de Querétaro, Qro.

<sup>2</sup> Departamento de Geoquímica, Instituto de Geología, Universidad Nacional Autónoma de México; Ciudad Universitaria, 04510 México, D.F.

<sup>3</sup> Departamento de Recursos Naturales, Instituto de Geofísica, Universidad Nacional Autónoma de México; Ciudad Universitaria, 04510 México, D.F.

#### Resumen

En el presente trabajo se utilizan datos procedentes del análisis de inclusiones fluidas a fin de caracterizar el papel de salmueras de cuenca en las cuencas de Sabinas y del Sureste en México, en las que dichas salmueras fueron responsables de la formación de depósitos tipo Mississippi Valley (MVT) y asociados, así como de la migración y acumulación de petróleo, respectivamente. Los depósitos MVT de Pb-Zn presentan salinidades entre 7 y 22 wt.% NaCl equiv. y Th entre 75° y 150°C. Los mantos de barita asociados al tipo MVT presentan salmueras cloruradas sódicas y cálcicas con predominio de esta última, en un rango de 1 a 2 wt.% NaCl y de 8 a 24 wt.% CaCl<sub>2</sub>, con Th entre 50° y 190°C. Los mantos de celestina asociados al tipo MVT presentan fluidos en inclusiones con salinidades entre 1 y 12 wt.% NaCl equiv. y Th entre 70° y 160°C. Los mantos y brechas de fluorita asociados al tipo MVT presentan fluidos acuosos en inclusiones con salinidades entre 6 y 14 wt.% NaCl equiv. y Th entre 50° y 170°C, e inclusiones de hidrocarburos con Th entre 45° y 90°C. Dichos hidrocarburos son generalmente de dos tipos: (1) con poca concentración de metano (>20% mol) y bajas Th (45° a 60°C), y (2) con concentraciones próximas al 30-40% mol de metano, con Th más altas (60° a 90°C). Las inclusiones de hidrocarburos que presentan una fase acuosa tienen una salinidad de 14 wt.% de NaCl equiv., presentan generalmente baja concentración de CO<sub>2</sub> y de azufre, y relaciones CH<sub>2</sub>/CH<sub>3</sub> elevadas, lo que corresponde a alcanos de la cadena C<sub>16</sub> formados a presiones de 300 a 160 bar.

En la Cuenca del Sureste, los paleofluidos más precoces relacionados a las rocas generadoras de petróleo presentan Th entre 55°C y 145°C, y salinidades entre 0.5 y 1 wt.% NaCl y entre 3 a 21 wt.% CaCl<sub>2</sub>. Las inclusiones con hidrocarburos presentan Th entre 1° y 87°C. Las salmueras acuosas presentan concentraciones altas en metano, formadas a presiones ~1200 bar, sugiriendo que las rocas estaban sobrepresurizadas en el momento de la circulación de los paleofluidos. En la etapa de migración se produjeron al menos cinco generaciones de dolomita y se pasó de un régimen litostático a uno hidrostático, a presiones entre 900 y 500 bar y temperaturas de 130° a 150°C, con salinidades entre 1.6 y 12 wt.% NaCl equiv. El llenado de los reservorios se produjo a temperaturas análogas por salmueras acuosas con salinidades entre 2 y 8 wt.% NaCl equiv., mientras que las inclusiones de hidrocarburos presentan una Th entre 40° y 100°C y representan el regreso a condiciones de presión hidrostática, entre 400 y 600 bar.

La geoquímica de halógenos, tanto en yacimientos de hidrocarburos como en yacimientos tipo MVT, sugiere la intervención de aguas derivadas de evaporación de agua marina, que sobrepasaron el punto de precipitación de la halita, en equilibrio con procesos de dolomitización.

Los valores de  $\delta^{13}\text{C}$  y  $\delta^{18}\text{O}$  en carbonatos de la Cuenca del Sureste presentan valores entre -5 y 2.8‰, y entre -10 y 1.9‰, respectivamente. Tales variaciones en el comportamiento isotópico de los carbonatos se deben principalmente a (1) la introducción de carbono orgánico en el fluido a partir del que se formó la dolomita, derivado de la oxidación del metano, y (2) a un bajo proceso de

interacción agua/roca, teniendo la temperatura un papel muy secundario. Para los yacimientos tipo MVT, los valores de  $\delta^{13}\text{C}$  y  $\delta^{18}\text{O}$  se presentan en rangos entre -8 y 2.8‰, y entre -15 y -0.1‰, respectivamente. Estas composiciones se interpretan como debidas a mezclas entre aguas meteóricas y salmueras de cuenca calientes que provocaron la maduración de materia orgánica de la roca encajonante al momento del depósito de las menas.

Palabras clave: Cuenca de Sabinas, Cuenca del Sureste, México, petróleo, depósitos MVT, inclusiones fluidas, halógenos.

### Abstract

*Fluid inclusion data are used in this paper to explain the role of basinal brines for both the Sabinas and Southeast basins in Mexico, in which such brines were responsible for the formation of MVT and associated deposits, and for the migration and accumulation of petroleum, respectively. Salinities and temperatures of homogenization (Th) of fluid inclusions of the Pb-Zn MVT deposits of the Sabinas Basin range from 7 to 22 wt.% NaCl equiv. and Th range from 75° to 150°C. The barite mantos have aqueous fluid inclusions with sodium and calcium chloride brines, with dominant  $\text{CaCl}_2$ , that range from 1 to 2 wt.% NaCl and from 8 to 24 wt.%  $\text{CaCl}_2$ , and Th that range from 50° to 190°C. The celestine mantos associated to the MVT type have aqueous fluid inclusions with salinities that range from 1 to 12 wt.% NaCl equiv. and Th that range from 70° to 160°C. The fluorite mantos and breccias associated with the MVT type have aqueous fluid inclusions with salinities that range from 6 to 14 wt.% NaCl equiv. and Th that range from 50° to 170°C, and hydrocarbon inclusion fluids with Th that range from 45° to 90°C. Such hydrocarbon-bearing inclusions can generally be classified as (1) of low  $\text{CH}_4$  concentration (>20% mol) and low Th (45° a 60°C) inclusions, or (2) inclusions with higher methane concentrations (about 30-40% mol  $\text{CH}_4$ ) and higher Th (60° to 90°C). Hydrocarbon-bearing inclusions that show an aqueous phase have salinities of about 14 wt.% NaCl equiv. and generally low  $\text{CO}_2$  and sulfur concentrations, and high  $\text{CH}_4/\text{CH}_3$  ratios, which correspond to  $\text{C}_{16}$ -chain alkanes that formed at pressures between 160 to 300 bar.*

*In the Southeast Basin the earliest paleofluids associated with Tithonian-Kimmeridgian rocks (petroleum generators) are represented by fluid inclusions that show calcic brines with Th that range from 55°C to 145°C and salinities that range from 0.5 to 1 wt.% NaCl and from 3 to 21 wt.%  $\text{CaCl}_2$ . The hydrocarbon-bearing inclusions have Th that range from 1° to 87°C. The aqueous brines may have high methane concentrations, and formed at ~1200 bar, suggesting that the rocks were overpressured during the circulation of paleofluids and their interaction with country rocks. During the migration of such fluids no less than five generations of dolomitization occurred, and the pressure regime shifted from lithostatic to hydrostatic, thus forming hydraulic breccias that were cemented by dolomite and late calcite. Such shift occurred at pressures that ranged from 900 to 500 bar and temperatures from 130° to 150°C, and the salinities of associated fluids range from 1.6 to 12 wt.% NaCl equiv. The filling of reservoirs occurred at similar temperatures, with associated aqueous fluids with salinities ranging from 2 and 8 wt.% NaCl equiv., whereas the aqueous fluids in hydrocarbon-bearing inclusions have Th that range from 40° to 100°C. Such inclusions were trapped during a shift back to the hydrostatic pressure regime, between 400 and 600 bar.*

*In both petroleum and MVT deposits the geochemistry of halogens suggests the occurrence of water derived from the evaporation of seawater that reached the oversaturation in halite, in equilibrium with dolomitization processes. Such water mixed with mainly meteoric water during the filling of petroleum reservoirs and during the formation of some ores in MVT and associated deposits.*

*The  $\delta^{13}\text{C}$  and  $\delta^{18}\text{O}$  values in carbonates of the Southeast Basin range from -5 and 2.8‰, and from -10 to 1.9‰, respectively. Such variation in isotopic compositions may be due to (1) the introduction of organic carbon in the fluids that produced dolomitization, after the oxidation of methane, and (2) a process of low water/rock interaction in which the role of temperature would have been marginal. The  $\delta^{13}\text{C}$  and  $\delta^{18}\text{O}$  values in carbonates of MVT and associated deposits in the Sabinas Basin range from -8 to 2.8‰, and from -15 to -0.1‰, respectively. Such variation in isotopic compositions is interpreted as due to the mixing between meteoric water and hot basinal brines that induced the maturation of organic matter within country rocks during the formation of ores.*

*Key words: Sabinas Basin, Southeast Basin, Mexico, petroleum, MVT deposits, fluid inclusions, halogens.*

## 1. Introducción

El avance en el conocimiento de los mecanismos de generación, transporte y acumulación de hidrocarburos, junto con la definición de los elementos de control sedimentario, diagenético, estructural y químico son cruciales para entender la formación y acumulación de hidrocarburos. En efecto, los procesos sedimentarios, la acumulación de

la materia orgánica y su transformación a aceite y gas durante los procesos diagenéticos han sido estudiados desde diferentes puntos de vista y de manera muy detallada, al igual que los mecanismos de migración y acumulación. Basta con examinar las monografías del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (1982) y Hunt (1996) al respecto. El conocimiento de la evolución de cuencas “fértiles” (en hidrocarburos y/o minerales de interés económico) desde

el punto de vista de fluidos incluye técnicas como (1) la microtermometría de inclusiones fluidas acuosas y de hidrocarburos, (2) la geoquímica de halógenos en los solutos de fluidos en inclusiones y en salmueras, (3) la geoquímica de isótopos estables en carbonatos, fluidos de inclusiones y salmueras, incluyendo técnicas microanalíticas de desarrollo reciente, (4) el análisis de minerales mediante microsonda electrónica, (5) la geoquímica de gases y de isótopos estables de gases nobles en inclusiones fluidas, (6) la espectroscopía de infrarrojo con transformada de Fourier, (7) la microespectroscopía Raman, etc. (e.g., Teinturier *et al.*, 2002; González-Partida *et al.*, 2008). En el esquema general de la formación de hidrocarburos (Figura 1) se muestran las ventanas de generación de hidrocarburo, de acuerdo a la profundidad de sepultamiento de la roca generadora (o roca madre), aunque la maduración de los hidrocarburos depende además del tipo de kerógeno, de la historia del sepultamiento, y del gradiente geotérmico (Tissot *et al.*, 1974). Existe una relación directa entre el poder reflector de la vitrinita con las temperaturas de maduración de los hidrocarburos, así como con otros mecanismos, como los

de oxidación-reducción. Según Machel (1987, 1997, 2001), es en estas condiciones en que se pueden generar procesos de reducción bacteriana del sulfato (BSR) hasta 80°C, y de reducción térmica del sulfato (TSR) entre 100° y 140°C, con todas sus consecuencias mineralógicas e isotópicas. Los hidrocarburos generados se pueden acumular *in situ* o migrar y acumularse en trampas geológicas a condiciones muy distales de la roca madre que los generó.

Actualmente es posible entender las condiciones de presión-volumen-temperatura-composición (PVTX) de los fluidos que se formaron, desde las etapas más tempranas de la generación de hidrocarburos hasta su acumulación, por medio de (1) el estudio microtermométrico detallado de las inclusiones fluidas, (2) el estudio de los procesos de interacción agua/roca con el auxilio de los isótopos estables, (3) el estudio de la geoquímica de halógenos, y (4) de la geoquímica de gases nobles (Kyser, 2000; Samson *et al.*, 2003). Los datos geoquímicos, isotópicos y termobáricos basados en sólidos estudios petrográficos y adquiridos mediante una extensa gama de técnicas analíticas aplicadas al estudio de las inclusiones fluidas son de gran importancia

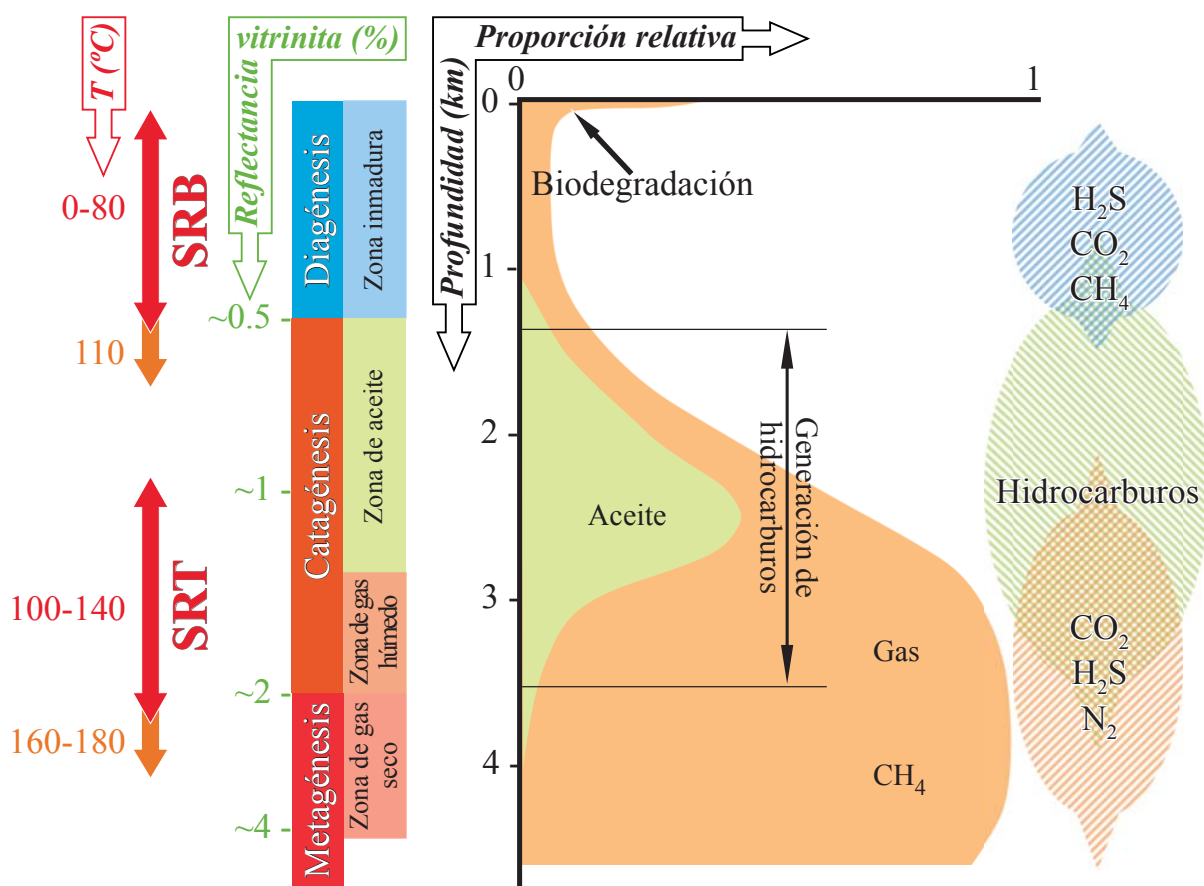


Figura 1. Condiciones de formación de hidrocarburos líquidos y gaseosos en función de la profundidad, en relación a la reflectancia de la vitrinita y de los diversos procesos de reducción de sulfato (Tissot *et al.*, 1974; Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, 1982; Machel, 1987, 1997, 2001). Clave: SRB = reducción bacteriológica del sulfato; SRT = reducción térmica del sulfato.



si consideramos que las rocas de la corteza terrestre son el resultado de una larga historia que puede incluir numerosos episodios de deformación, metamorfismo y diagénesis. Así, el correcto estudio de las inclusiones fluidas proporciona información que no puede ser obtenida de ninguna otra manera, pues éstas son una evidencia directa de los fluidos asociados a los procesos geológicos. Ello aplica también a yacimientos minerales del tipo Mississippi Valley (MVT). Este tipo de depósitos minerales ha sido asociado genéticamente a la evolución de cuencas petroleras (*e.g.*, Montañez y Shelton, 1997; Ohmoto y Goldhaber, 1997; Rosenfeld, 2002). Sin embargo, en México las más importantes cuencas petrolíferas no presentan hacia sus márgenes (plataformas) la existencia de grandes yacimientos de Zn-Pb, Ba, Sr y/o F. En su lugar, en la Cuenca del Sureste se encuentra una estrecha relación espacial de domos salinos (junto con evaporitas e hidrocarburos) con yacimientos de azufre nativo. Por otro lado, la presencia de hidrocarburos atrapados en inclusiones fluidas es frecuente en yacimientos de la Provincia MVT del Noreste de México (González-Partida *et al.*, 2002, 2003; González-Sánchez *et al.*, 2007, 2008; González-Sánchez, 2008), que incluye la Cuenca de Sabinas, importante productora de gas (Eguiluz de Antuñano, 2001).

Por todo ello, y dado que ambas cuencas compartieron un origen común hasta el Cretácico inferior, ligado a la evolución de la mega-cuenca del Golfo de México, en el presente trabajo se efectúa un análisis comparativo entre las características que presentan los fluidos de la cuenca petrolera del Sureste de México con los fluidos asociados a la formación de depósitos tipo MVT de la Cuenca de Sabinas.

## 2. Evolución geológica de las cuencas de estudio

Las cuencas de Sabinas (CSa) y del Sureste (CSe) están asociadas a la evolución de la mega-cuenca del Golfo de México. Ésta es una cuenca aproximadamente circular (Figura 2) de margen pasivo ligada a extensión oceánica, cuyo centro presenta un basamento de corteza oceánica y sobreyace a mega-suturas formadas durante el Paleozoico Superior (Bally y Snelson, 1980; García-Molina, 1994; Oviedo-Pérez, 1996). La CSe está íntimamente relacionada con la formación de cinturones de cabalgaduras cercanos (Padilla y Sánchez, 2007). La CSa, por su parte, está relacionada a la disgregación de Pangea, que propició la formación de pilares y fosas tectónicas que contro-

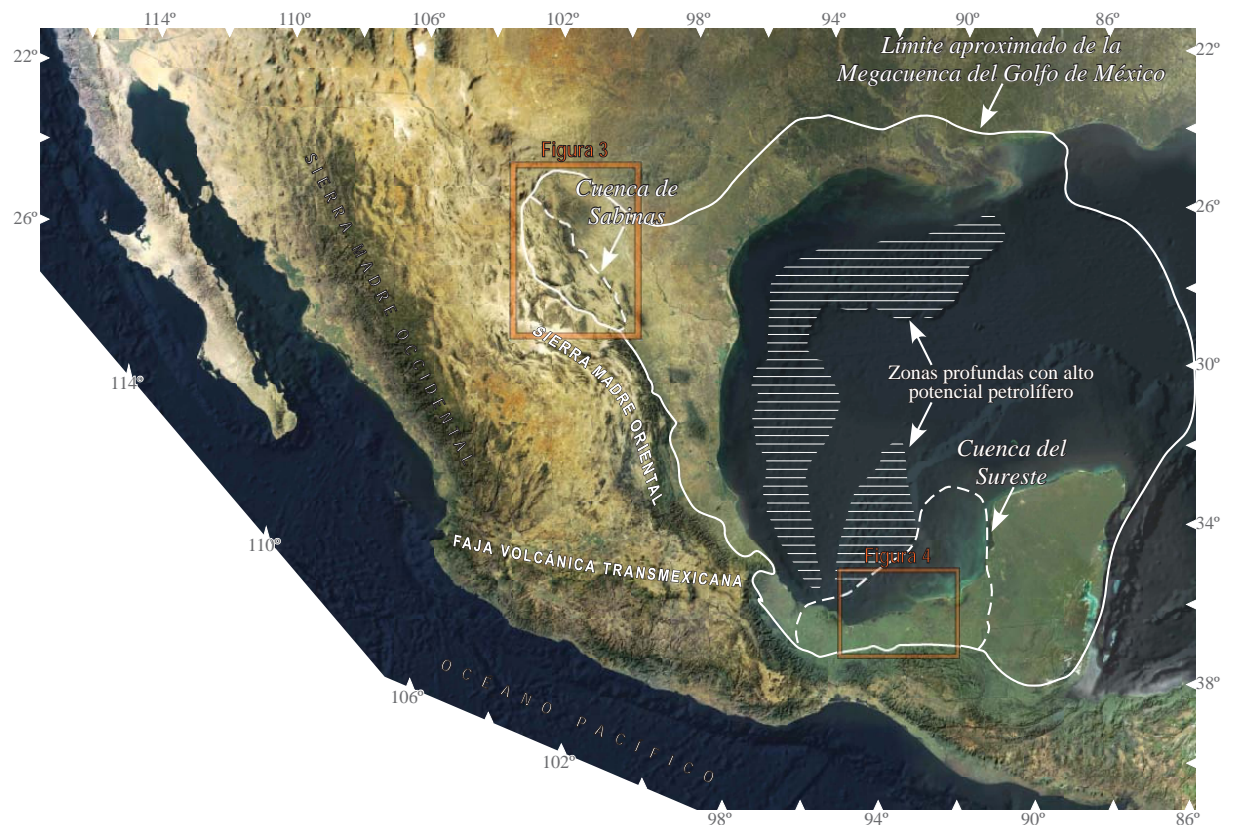


Figura 2. Ubicación de las cuencas de Sabinas y del Sureste en el contexto general del Golfo de México. Imagen satelital tomada de Conabio (2003). El contorno de las cuencas fue adaptado de Aquino-López (2004), Chávez-Valois *et al.* (2004) y González-Sánchez *et al.* (2007, 2008).

laron los patrones sedimentarios de la región (Padilla y Sánchez, 1986a,b). La evolución tectónica y estratigráfica de la región durante el Mesozoico está definida por siete eventos principales (Pindell, 1993; Marton y Buffler 1994; Pindell y Kennan 2001; González-Posadas, 2003) y la CSa la CSe fueron afectadas en mayor o menor grado por dichos eventos. La evolución más temprana de las cuencas está ligada a la formación del margen pasivo del Golfo de México. Tres grandes eventos se han identificado en este periodo (Pindell y Kennan 2001): (1) Fallamiento de extensión (*rifting*) del Triásico al Jurásico Medio, creando las cuencas y estableciendo su localización y orientación, (2) extensión del Jurásico Tardío (expansión del fondo oceánico del Golfo), favoreciendo el depósito de las principales rocas generadoras de hidrocarburos (lutitas marinas del Tithoniano, principalmente), lo que marcó la primera de una serie de transgresiones marinas regionales, y (3) subsidencia pasiva durante el Cretácico Inferior, que favoreció el crecimiento de plataformas carbonatadas, llegando éstas a ser las principales rocas almacenadoras de hidrocarburos. La evolución de la CSe difiere marcadamente de la CSa a partir del Cenomaniano, identificándose cuatro grandes eventos: (4) colisión durante el Cretácico Superior del arco insular de las Antillas, destruyendo el margen pasivo de Yucatán y causando el levantamiento y erosión de carbonatos antiguos, proceso que favorece el desarrollo de porosidad y crecimiento de las plataformas, (5) traslación durante el Paleoceno-Eoceno del arco insular de las Antillas hacia el este de Yucatán, donde la plataforma de Campeche continua recibiendo sedimentación carbonatada, (6) movimiento hacia el este durante el Eoceno de la Placa Caribe, acompañado de levantamiento y erosión, y (7) desarrollo de la sierra plegada de Chiapas durante el Mioceno propiciando un aporte masivo de sedimentos clásticos del Neógeno (Aranda-García, 1999).

Por otro lado, en la Cuenca de Sabinas, los principales elementos tectónicos originados durante la etapa de *rifting* comprenden altos de basamento, entre los que destacan el Bloque de Coahuila, la Península Burro – Peyotes, el Archipiélago de Tamaulipas, y las Islas de La Mula y Monclova (Figura 3), así como bloques bajos de basamento que conforman la cuenca. El basamento está compuesto por rocas graníticas del Permo-Triásico que intrusionan a series sedimentarias orogénicas (*“flyschoides”*) con conglomerados, grauvacas y lutitas interestratificadas con calizas del Carbonífero-Pérmico, y que parecen haber constituido una extensión peninsular del cratón del Mesozoico Inferior (Wilson *et al.*, 1984; Wilson, 1990). Las rocas del Triásico son tobas silíceas y complejos metasedimentarios localizados en la región noreste de México. Los lechos rojos de la Formación Huizachal son debidos al evento extensional que fragmentó el basamento en bloques para los cuales se especula una edad correspondiente al Triásico Superior o al Jurásico Inferior a Medio. Posteriormente, se produjo la transgresión marina del Jurásico Superior al Cretácico Inferior-Medio cuando el mar invade las pla-

taformas (Goldhammer, 1999; Goldhammer y Johnson, 2001). Durante el Cretácico Superior se depositaron en toda la región sedimentos fundamentalmente terrígenos provenientes de la porción occidental de México. El evento más importante del Cretácico Superior al Terciario Inferior es la Orogenia Laramide. Este evento deformó la serie sedimentaria marina del Noreste de México, que desarrolló pliegues y cabalgaduras en la parte interna de la cuenca y poca deformación sobre las plataformas (Figura 3).

La CSe (Figura 4) presenta una compleja evolución sedimentológica y tectónica (González-Posadas, 2003), pasando de facies carbonatadas del Jurásico-Cretácico con horizontes generadores de hidrocarburos, a secuencias siliciclásticas del Terciario con abundantes cambios de facies. Durante el Paleógeno y Mioceno, la CSe funcionó como una depresión a lo largo del frente del cinturón de cabalgaduras de la Sierra Madre Oriental, Sierra de Chiapas y Sierra de Juárez, donde tal depresión ha sido denominada “cuenca antifosa” por Oviedo-Pérez (1996). González-Posadas (2003) considera que para el área Chiapas-Tabasco, durante el Cenozoico existieron dos tipos de cuencas, una que corresponde a cuenca antifosa que funcionó desde el Paleógeno hasta el Mioceno Superior, y otra de relleno pasivo durante el Plioceno-Pleistoceno. Para el relleno de la cuenca terciaria, González-Posadas (2003) identifica cuatro secuencias cenozoicas, que corresponden al Paleógeno, al Mioceno Inferior-Medio, al Mioceno Superior, y al Plioceno-Pleistoceno. En éstas, la sedimentación fue fuertemente progradante, asociada a una gran aporte de sedimentos, principalmente arenosos, cuyo depósito se produjo principalmente en un marco extensional donde la tectónica gravitacional sólo ha actuado aisladamente respondiendo a halokinesis.

### 3. Procesos de dolomitización

En las cuencas de Sabinas y del Sureste las principales rocas encajonantes son calizas con diferentes grados de dolomitización debida a fenómenos de interacción agua/roca durante la formación de depósitos minerales y/o el llenado de los reservorios de los hidrocarburos (González-Sánchez *et al.*, 2007, 2008; Padilla y Sánchez, 2007). La dolomitización es un proceso químico por el cual una roca carbonatada, formada esencialmente por calcita, es substituida parcial o totalmente por una roca constituida por dolomita, que recibe el nombre de dolomía y que generalmente presenta importantes cambios texturales y aumento de porosidad (Land, 1985; Purser *et al.*, 1994; Flügel, 2004). Para que se produzca este fenómeno se necesita esencialmente (1) una permeabilidad inicial de la roca a substituir, (2) un mecanismo que actúe de motor del flujo de fluidos, y (3) una fuente suficiente de magnesio movilizado mediante dichos fluidos (Land, 1985; Tucker y Wright, 1990; Purser *et al.*, 1994; entre otros). Los fluidos que se han asociado a la formación de dolomías son muy diversos: aguas ma-



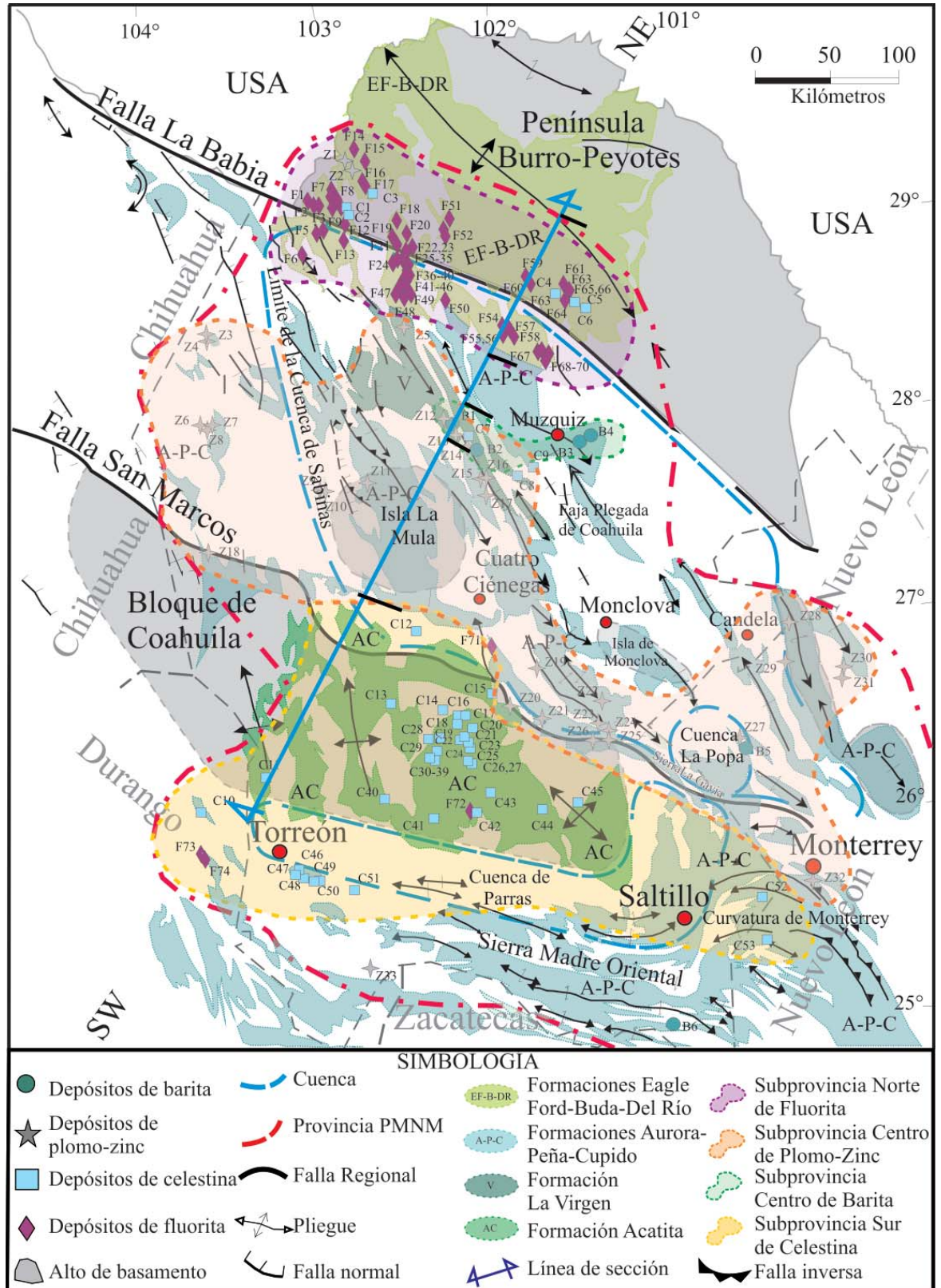


Figura 3. Mapa de la Provincia MVT del Noreste de México, que contiene la Cuenca de Sabinas, con la ubicación de los depósitos minerales conocidos de tipo MVT y asociados, catalogados en González-Sánchez et al. (2007, 2008). Adaptado de los mismos autores.

rinas, aguas continentales, mezcla de éstas con salmueras de cuenca, mezcla de salmueras hipersalinas con aguas de mar o, en el caso de sistemas de mayor temperatura, salmueras de cuenca enfriadas (Purser *et al.*, 1994). Tales procesos son conspicuos en los campos petrolíferos de la Cuenca del Sureste, y constituyen la mayoría de la escasa alteración hidrotermal asociada a la formación de depósitos MVT de la Cuenca de Sabinas.

#### 4. Características de los fluidos

En las cuencas de Sabinas y del Sureste se han practicado estudios microtermométricos de inclusiones fluidas, de

geoquímica de halógenos, y sobre procesos de interacción agua/roca mediante  $\delta^{13}\text{C}$  y  $\delta^{18}\text{O}$  en calizas y dolomías. Las bases y pautas del análisis microtermométrico realizado se detallan en González-Partida *et al.* (2008).

##### 4.1. Inclusiones fluidas

Las inclusiones fluidas objeto de estudio microtermométrico, tanto para muestras de la Cuenca de Sabinas (CSa) como para la del Sureste (CSe) fueron primarias (Figura 5 y 6). A tal efecto, se emplearon los criterios de identificación enunciados por Roedder (1984), Goldstein y Reynolds (1994) y Goldstein (2001). La selección exclusiva de in-

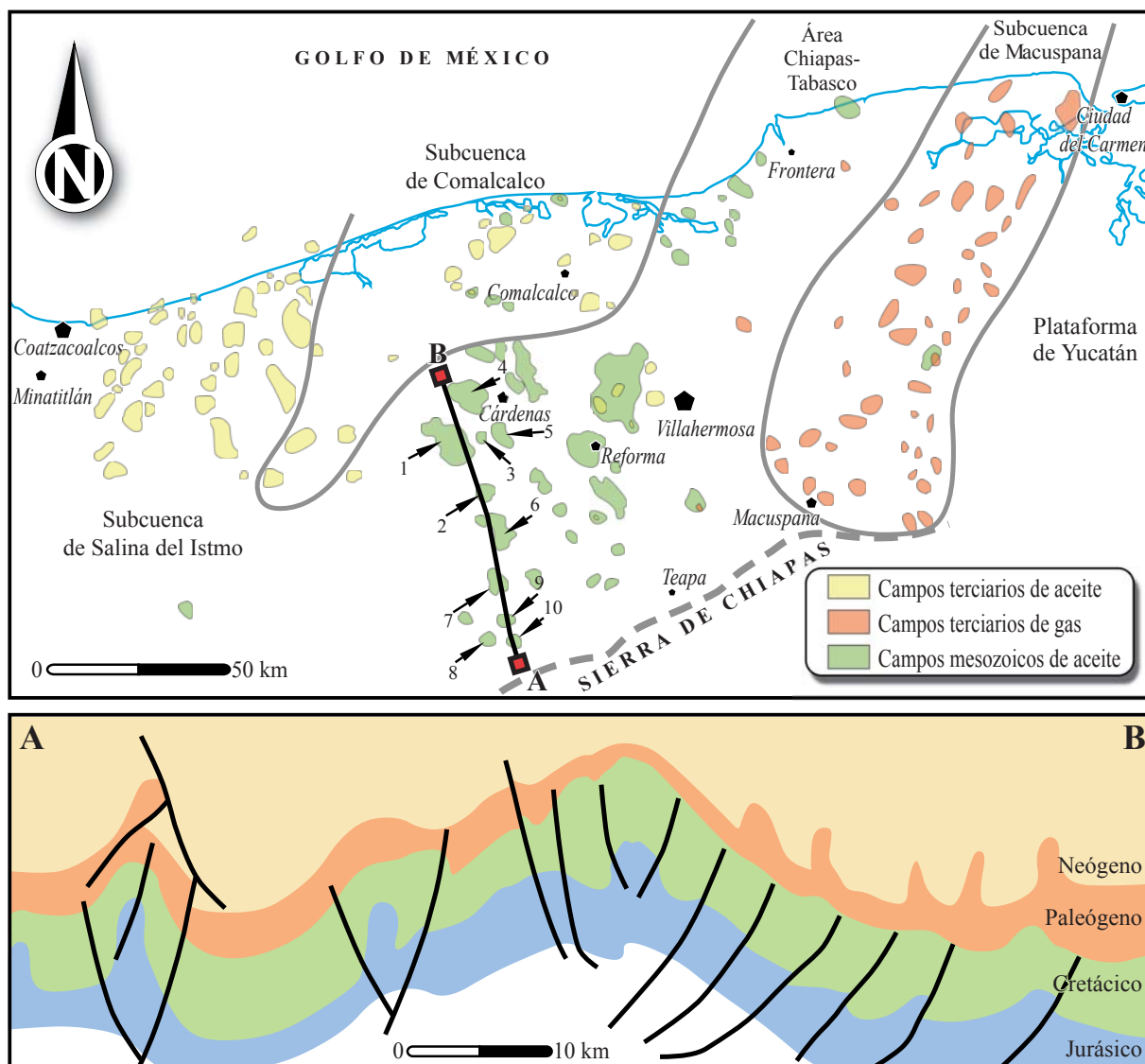


Figura 4. Mapa de la porción continental de la Cuenca del Sureste, con la ubicación de los campos de gas y aceite caracterizados en el área (adaptado de Chávez-Valois *et al.*, 2004) y sección geológica representativa del área en base a la reinterpretación de un perfil sísmico (facilitado por el mismo autor). Datos adicionales incorporados de González *et al.* (2004), Guzmán-Vera y Calderón-Barrera (2004), y Robles-Nolasco *et al.* (2004).



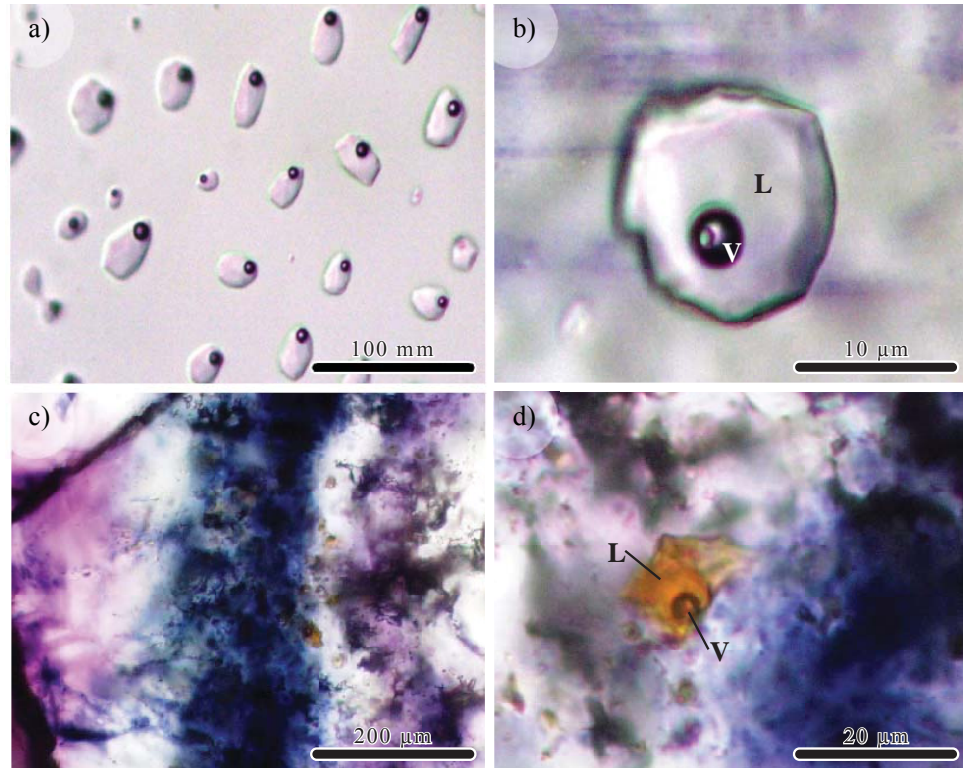


Figura 5. Fotomicrografías que muestran las características más representativas de las inclusiones fluidas en depósitos tipo MVT y asociados de la Cuenca de Sabinas. a) Inclusiones bifásicas en fluorita del distrito La Encantada – Buenavista, Coahuila, con grados de relleno (relación volumétrica líquido/vapor) muy homogéneos, con predominio de la fase líquida. b) Inclusion fluida bifásica rica en líquido con grado de relleno de 0.95, en fluorita del yacimiento Korea, Coahuila. Nótese las franjas de color violeta e incoloras de la zonación del mineral. c) Zonación de colores dentro de un cristal de fluorita de la mina La Fácil en el distrito de Aguachiles, Coahuila, con zonas moradas, incoloras, azules y violetas, con abundantes inclusiones de hidrocarburos de color anaranjado. d) Detalle de una inclusión fluida de hidrocarburos de la fotografía anterior.

clusiones fluidas primarias está motivada por la intención de caracterizar y analizar de la forma más precisa posible los eventos geológicos principales de cada sistema estudiado. Los minerales analizados de la CSA fueron fluorita, calcita, barita, celestina, esfalerita y yeso, mientras que en la CSe fueron calcita y dolomita. Los resultados para CSA se muestran en la Tabla 1, y para la CSe en la Tabla 2. Para todos los casos, en el cálculo de salinidades se utilizó la ecuación de estado de Bodnar (1993) y, para el cálculo de fracción de  $\text{CaCl}_2$  en los solutos, la de Borisenko (1977).

#### 4.1.1. Yacimientos MVT y asociados de la Cuenca de Sabinas

Los minerales de yacimientos minerales estratoligados de la CSA (González-Sánchez, 2008; Figura 5) generalmente presentan inclusiones fluidas bifásicas con una salmuera líquida y vapor ( $L_{ac}+V$ ) a líquido dominante y, de manera muy limitada, de hidrocarburos  $L_{HC}+V$  y  $L_{ac}+L_{HC}+V$ . En los yacimientos de hidrocarburos de la CSe (Figura 6) se observaron (1) inclusiones bifásicas acuosas ( $L_{ac}+V$ ), (2) inclusiones de hidrocarburos ( $L_{HC}+V$ ), y (3) inclusiones con características intermedias entre las de los dos grupos ante-

riores, con predominio de los hidrocarburos ( $L_{HC}+L_{ac}+V$ ). Dentro del último tipo se encontraron, de manera muy ocasional, algunas inclusiones fluidas con cristales hijos (S) de celestina, anhidrita y/o bitumen ( $L_{ac}+L_{HC}+V+S$ ). Las inclusiones fluidas acuosas ( $L_{ac}$ ) son incoloras, con líquido dominante con un grado de relleno de  $0.95 \pm 0.05$ , y presentan formas alargadas, tubulares, rectangulares y semiesféricas, con diámetros entre 5 y 10  $\mu\text{m}$ . Las inclusiones de hidrocarburos presentan coloraciones café amarillentas, grados de relleno entre 0.70 y 0.75, y diámetros entre 30 y 80  $\mu\text{m}$ . Las inclusiones con salmuera e hidrocarburos presentan grados de relleno entre 0.75 y 0.80, en que la salmuera acuosa suele ocupar del 12 al 20% del total de la fase líquida, y con diámetros entre 30 y 100  $\mu\text{m}$ . En varias muestras fueron observados los tres tipos de inclusiones fluidas en paragénesis dentro del mismo cristal y, por lo tanto, perteneciendo a la misma asociación de inclusiones fluidas (o *FIA*, por sus siglas en inglés).

Por medio de la microtermometría de inclusiones fluidas, las temperaturas de fusión de hielo ( $T_f$ ) obtenidas para las inclusiones fluidas acuosas de los distintos yacimientos tipo MVT de la Cuenca de Sabinas (en este estudio, y en

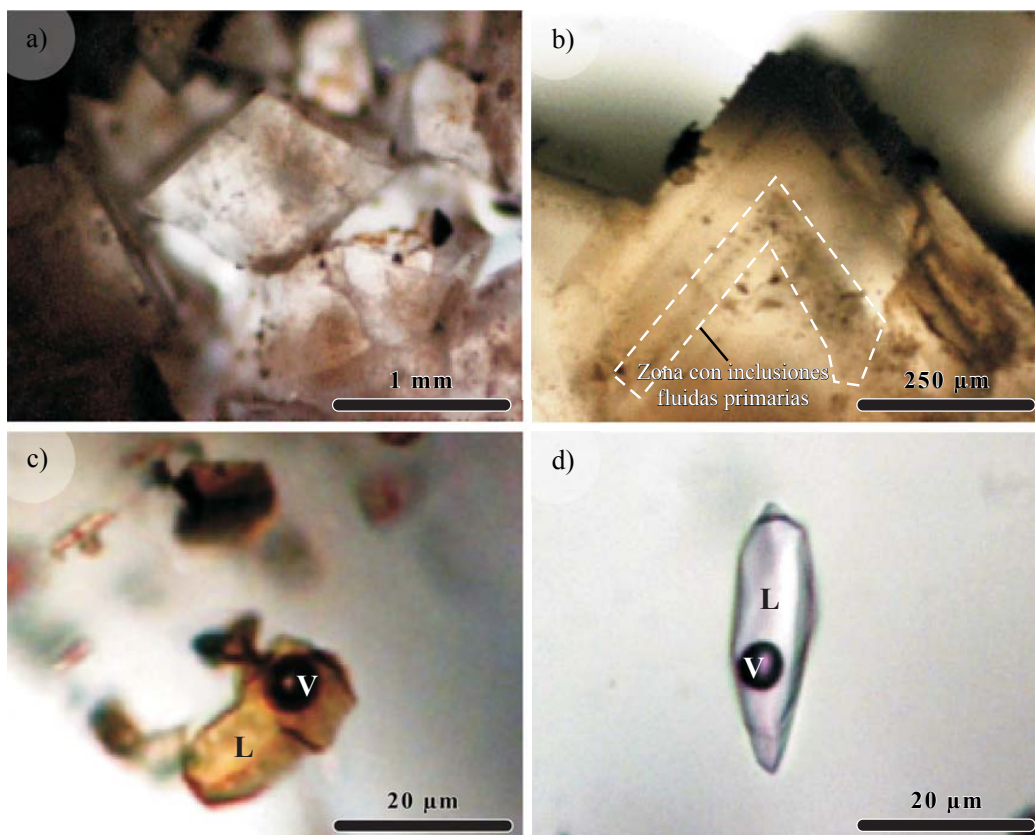


Figura 6. Fotomicrografías que muestran las características más representativas de las inclusiones fluidas en dolomita de campos petrolíferos en la Cuenca del Sureste. a) Cristales de dolomita relleno de porosidad “vugular” en caliza del Tithoniano, en la Sierra de Chiapas. b) Detalle de la anterior, con zonas de crecimiento en un cristal de dolomita en donde se puede apreciar la distribución de inclusiones fluidas primarias, tanto de hidrocarburos como de salmuera acuosa. c) Detalle de inclusiones fluidas de hidrocarburos en el cristal de dolomita de la foto b. d) Detalle de una inclusión fluida con salmuera acuosa y metano, relacionada con la migración de hidrocarburos.

González-Partida *et al.*, 2002, 2003; González-Sánchez *et al.*, 2007, 2008; González-Sánchez, 2008) indican salinidades bajas a medias y temperaturas de homogeneización (Th) bajas a moderadas (Figura 7). Así los fluidos generadores de mantos de Pb-Zn se caracterizan por salinidades entre 7 y 22 wt.% NaCl equiv. y Th entre 75° y 200°C. Los mantos de barita presentan salmueras cloruradas sódicas y cálcicas con predominio de esta última, con salinidades entre 1 y 2 wt.% NaCl y entre 8 y 24 wt.% CaCl<sub>2</sub>, y Th entre 50 y 190°C. Los cuerpos de celestina presentan fluidos con salinidades entre 1 y 12 wt.% NaCl equiv. y Th entre 70° y 160°C. Los mantos y brechas de fluorita presentan fluidos con salinidades entre 6 y 14 wt.% NaCl equiv. y Th entre 50° y 170°C. Los yacimientos de fluorita generalmente presentan inclusiones fluidas con hidrocarburos, con valores de Th entre 45° y 110°C. Estas inclusiones pueden presentar (1) concentraciones de metano y Th relativamente bajas, <20 % mol CH<sub>4</sub> y entre 45° y 60°C, respectivamente, y (2) concentraciones de metano y Th relativamente altas, ~30-40 % mol CH<sub>4</sub> y entre 60° y 90°C, respectivamente.

Las inclusiones de hidrocarburos acompañadas de una

fase acuosa presentan salinidades de ~14 wt.% NaCl equiv., generalmente bajas concentraciones de CO<sub>2</sub> y azufre, y relaciones CH<sub>2</sub>/CH<sub>3</sub> altas, lo que corresponde a alcanos de la cadena C<sub>16</sub> (González-Partida *et al.*, 2003). De acuerdo con González-Partida *et al.* (2002, 2003), la formación de los mantos de fluorita está ligada a fluidos representados por (1) inclusiones con altas concentraciones de metano, de alta salinidad, y formados a presiones mínimas de 300 bar y Th de 105°C, (2) inclusiones de metano con H<sub>2</sub>S que coexisten con inclusiones de hidrocarburos a 180 bar y Th de 100°C, y (3) inclusiones con concentraciones variables de metano y salinidades medias, a 160 bar y Th de 120°C, que son las predominantes en el yacimiento.

#### 4.1.2. Yacimientos de hidrocarburos de la Cuenca del Sureste

Se han caracterizado los fluidos relacionados con los yacimientos de hidrocarburos de la cuenca del Sureste, tanto en las rocas generadoras del Tithoniano-Kimmeridgiano, como en las rutas de migración y del llenado de los reservorios. Martínez-Ibarra (1999), Martínez-Ibarra *et al.*

Tabla 1. Datos microtermométricos de inclusiones fluidas en depósitos tipo MVT y asociados en el Noreste de México.

Mina o distrito	Mineral / Clave en la Figura 3	Rango de Th (°C)	Rango de salinidad (wt.% NaCl equiv.)	Referencias
<i>Depósitos de celestina</i>				
Tinaja	Celestina / C28	70 a 160	2 a 19	González-Partida <i>et al.</i> (2003)
Volcán	Celestina / C34	65 a140	0 a 17.9	González-Partida <i>et al.</i> (2003)
		62 a 120	3 a 15.9	Villareal-Fuentes (2007)
		83 a 106	10.1 a 13	González-Partida <i>et al.</i> (2003)
Víbora	Celestina / C32	80 a 140	0 a 19.5	Ramos-Rosique <i>et al.</i> (2005)
Venado	Celestina / C30	48 a 121	2 a 13	Puente-Solis (2007)
Lucero	Celestina / C13	80 a 140	0 a 16.9	Este trabajo
Diablo	Celestina / C33	40 a 50	1.7 a 7.2	
	Calcita / C33	98 a 160	7.9 a 18.6	
	Celestina / C45	62 a 110	7.9 a 16.1	
	Fluorita / C45	127 a 150	17.8 a 18.4	
San Agustín	Celestina / C45	98 a 160	7.9 a 18.6	Este trabajo
	Calcita / C45	62 a 110	7.9 a 16.1	
	Fluorita / C45	127 a 150	17.8 a 18.4	
<i>Depósitos de fluorita</i>				
Santa Anita	Fluorita / F14	125 a 165	No reportada	Kesler (1974)
El Triángulo	Fluorita / F47	125 a 160	No reportada	Kesler (1977)
El Tule	Fluorita / F5	130 a 165	No reportada	Kesler (1977)
Santo Domingo	Fluorita / F45	127 a 160	No reportada	Kesler (1977)
El Triángulo and La Purísima	Fluorita / F47	55 a 150	8 a 14	González-Partida <i>et al.</i> (2002)
Aurora	Fluorita / F18	70 a 148	8 a 14	González-Partida <i>et al.</i> (2003)
Encantada-Buenavista	Fluorita / F18	50 a 170	6 a 14	González-Partida <i>et al.</i> (2003)
Aguachiles	Fluorita / F19	130 a 165	3 a 4	González-Partida <i>et al.</i> (2003)
Alicia	Fluorita / F15	70 a 130	Inclusiones de HC	Este trabajo
Cuatro Ciénegas	Fluorita / F71	82 a 120	Inclusiones de HC	Este trabajo
	Fluorita / F71	80 a 160	3.1 a 18.6	
	Calcita / F71	91 a 125	12.9 a 26 (*)	
	Fluorita / C53	125 a 146	17.8 a 21.7	
Mina Úrsulo	Fluorita / C53	125 a 146	17.8 a 21.7	Este trabajo
<i>Depósitos de barita</i>				
Barosa (Múzquiz)				Este trabajo
Manto superior	Barita / B3	80 a 125	18.6 a 22.4	
	Calcita / B3	60 a 122	21.3 a 24 (*)	
Manto inferior	Barita / B3	52 a 155	20.2 a 26 (*)	
	Calcita / B3	49 a 150	7.9 a 27 (*)	
<i>Depósitos de barita – Pb-Zn – celestina</i>				
Berrendos				Este trabajo
Cuerpo de barita	Barita / Z14	191 a 210	12.9 a 26 (*)	
Cuerpo de barita+esfalerita	Barita / Z14	152 a 180	15.6 a 19.5	
Cuerpo de celestina	Celestina / C7	150 a 211	13.2 a 19.5	
Cuerpo de cuarzo+esfalerita	Barita / Z14	165 a 225	22.4 a 27 (*)	
<i>Depósitos de Pb-Zn</i>				
San Marcos (Reforma)	Esfalerita / Z19	76 a 150	6.8 a 22	González-Partida <i>et al.</i> (2003)

Clave: HC = hidrocarburos; Th = temperatura de homogeneización.

(\*) Salmueras de  $\text{CaCl}_2$  + NaCl.

(2003), González-Partida *et al.* (2004), Levresse *et al.* (2004, 2005a,b), Méndez-Ortiz *et al.* (2004), Bourdet *et al.* (2005) y Pironon *et al.* (2005) caracterizaron los paleofluidos más precoces relacionados a las rocas generadoras del Tithoniano-Kimmeridgiano, que son salmueras cálcicas. En el presente estudio, dichas salmueras están representadas por inclusiones fluidas acuosas cuyos datos microtermométricos arrojan Th entre 55° y 140°C, y salinidades entre 0.5 y 1 wt.% NaCl equiv. y entre 3 y 21 wt.%  $\text{CaCl}_2$ . Las inclusiones con hidrocarburos presentan Th entre 40° y 86°C. Las salmueras acuosas presentan concentraciones entre 5 y 28% molar  $\text{CH}_4$ , <7% molar  $\text{H}_2\text{S}$ , y entre 6 y 33%

molar  $\text{CO}_2$ , con la presencia de alcanos pesados entre 60.2 y 61.3% molar, correspondientes a una cadena de carbono entre  $\text{C}_8$  y  $\text{C}_{14}$  (datos obtenidos mediante espectroscopía de infrarrojo mediante transformada de Fourier, o FTIR). Tales cadenas son características de aceites del tipo *black oil* a aceite ligero. La repartición de la mayoría de las inclusiones presentan densidades API en dos modas comprendidas entre 2° y 6° API, y entre 11° y 13° API. Bourdet *et al.* (2005) y Levresse *et al.* (2005a) interpretaron que el primer episodio de circulación de fluido está representado por la presencia de inclusiones fluidas acuosas muy ricas en  $\text{CH}_4$  formadas a una presión de ~1200 bar, sugiriendo

Tabla 2. Datos microtermométricos de inclusiones fluidas en muestras de pozos petrolíferos de la Cuenca del Sureste de México.

Campos en la Figura 4	Tipo de roca	Profundidad (m)	Edad de la roca encajonante	Mineral	TIF	Rango de Tm (°C)	Promedio de Tm (°C)	Rango de salinidad (wt.% NaCl equiv.)	Promedio de salinidad (wt.% NaCl equiv.)	n	Rango de Th (°C)	Promedio de Th (°C)
1	RM	5356-5364	Tithoniano Superior	Calcita (vetilla)	HC	-4 a -8	-5.2	4.8 a 11.7	8.14	13	34 a 49	37
	RM	5356-5364	Tithoniano Superior	Calcita (vetilla)	AC	-33 a -34	-33.8	31	31	16	90 a 102	93
	G	5356-5364	Tithoniano Superior	Dolomita I	AC	-4.1 a -6.9	-4.9	6.59 a 10.36	7.8	7	73 a 76	74.5
	G	5356-5364	Tithoniano Superior	Dolomita II	AC	-27 a -35	-30	2 (NaCl) a 23 (CaCl <sub>2</sub> )	25	27	96 a 108	103.4
	G	5841-5847	Jurásico Superior	Dolomita I	AC	-28 a -31	-29.8	8 (NaCl) a 19 (CaCl <sub>2</sub> )	27	19	94 a 111	104
	G	5841-5847	Jurásico Superior	Dolomita I	AC	-11 a -13	-11.5	14.9 a 16.9	15.4	14	104 a 111	107
	RM	5841-5847	Jurásico Superior	Dolomita II	AC	-7 a -7.2	-7.1	10.5 a 10.7	10.6	9	110 a 120	114
	RM	5847-5853	Jurásico Superior	Dolomita II	AC	-10.6 a -10.9	-10.8	14.5 a 14.8	14.7	11	72 a 95	83
	RM	5847-5853	Jurásico Superior	Dolomita II	AC	-13	-13	16.9	16.9	12	83 a 120	112
	RM	5847-5853	Jurásico Superior	Dolomita I-II	AC	-11 a 11.5	-11.2	14.9 a 15.5	15.1	1	135	135
2	G	5404-5413	Tithoniano Superior	Dolomita I	AC	-28 a -31	-30	7 (NaCl) a 18 (CaCl <sub>2</sub> )	23.5	12	88 a 95	94
	RM	5404-5413	Tithoniano Superior	Dolomita II	AC	-4 a -6.2	-5	6.4 a 9.5	7.9	21	101 a 136	130
	RM	5404-5413	Tithoniano Superior	Calcita (vetilla)	AC	-2 a -2.2	-2.1	3.5 a 3.8	3.6	28	105 a 137	134
	RM	5404-5413	Tithoniano Superior	Calcita (vetilla)	HC					26	98 a 140	120
	RM	5404-5413	Tithoniano Superior	Calcita (vetilla)	AC	-17 a -19	-18	20.2 a 21.7	20.8	29	54 a 67	62
3	G	6122-6131	Tithoniano	Dolomita I	AC	-27 a -31	-28	7 (NaCl) a 19 (CaCl <sub>2</sub> )	25	22	111 a 117	114
	RM	6122-6131	Tithoniano	Dolomita II	AC	-8 a -18	-14	11.7 a 20.9	16.6	36	108 a 121	110
	RM	6122-6131	Tithoniano	Dolomita II	HC					21	60 a 82	76
	RM	6122-6131	Tithoniano	Calcita (vetilla)	AC	-17 a -19	-18	20.2 a 21.7	20.8	24	90 a 113	90.9
4	G	5235-5244	Tithoniano Medio	Dolomita I	AC	-23 a -25	-24	2 (NaCl) a 26 (CaCl <sub>2</sub> )	28	16	98 a 109	100
	RM	5235-5244	Tithoniano Medio	Dolomita II	AC	-2 a -7	-4	3.4 a 10.5	7.5	24	81 a 100	99
	RM	5235-5244	Tithoniano Medio	Calcita (vetilla)	AC	-9.9 a -11	-10	13.8 a 14.9	13.9	28	84 a 105	95
	RM	5235-5244	Tithoniano Medio	Calcita (vetilla)	HC						73 a 80	76
	RM	5519-5524	Maastrichtiano Sup.	Calcita (vetilla)	AC	-5.6 a -10.0	-7	8.7 a 14	11.2	36	70 a 90	78
6	G	5347-5353	Tithoniano Medio	Dolomita I	AC	-24 a -29	-27	2 (NaCl) a 26 (CaCl <sub>2</sub> )	27	31	89 a 110	105
	RM	5347-5353	Tithoniano Medio	Dolomita II	AC	-11	-11	14.9	14.9	14	109 a 113	111
	A	5347-5353	Tithoniano Medio	Dolomita II-III	AC	-1 a -3.1	-2	1.7 a 5.1	3.6	28	100 a 122	118
	A	5347-5353	Tithoniano Medio	Calcita (microaridad)	AC	-0.2 a -2	-1.3	0.35 a 3.39	2.36	20	86 a 99	91
	A	5347-5353	Tithoniano Medio	Calcita (vetilla)	AC	-1.4 a -3	-2	2.4 a 4.9	3.5	30	79 a 103	87
	G	5738-5744	Tithoniano Medio	Dolomita I	AC	-28 a -34	-30	1.5 (NaCl) a 26 (CaCl <sub>2</sub> )	27	33	80 a 128	105
	RM	5738-5744	Tithoniano Medio	Dolomita II	AC	-11 a -14	-11.5	14.9 a 17.8	15.5	20	105 a 124	118
	RM	5738-5744	Tithoniano Medio	Calcita (vetilla)	AC	-11 a -19	-14	14.9 a 21.6	17.7	16	99 a 106	102

Clave: A = roca almadadora, G = roca generadora, RM = ruta de migración, n = número de inclusiones fluidas medidas, Th = temperatura de homogeneización, Tm = temperatura de fusión del hielo (o hidrohalita en salmueras cálcicas), TIF = tipo de inclusión fluida, AC = inclusiones fluidas acuosas, HC = inclusiones fluidas con hidrocarburos.



Tabla 2. (Continuación).

Campos en la Figura 4	Tipo de roca	Profundidad (m)	Edad de la roca encajonante	Mineral	TIF	Rango de Tm (°C)	Promedio de Tm (°C)	Rango de salinidad (wt.% NaCl equiv.)	Promedio de salinidad (wt.% NaCl equiv.)	n	Rango de Th (°C)	Promedio de Th (°C)
7	A	4249-4257	Albiano-Cenomaniano	Calcita	AC	-1.9 a -2	-1.9	3.2 a 3.5	3.3	31	64 a 97	83
	A	4249-4257	Albiano-Cenomaniano	Calcita	HC					5	47 a 49	48
	A	4434-4441		Celestina	AC	-4 a -11	-6.7	7 a 14.9	10	43	60 a 112	83
	A	5041-5050		Celestina	AC	-2 a -2.3	-2.1	3.4 a 3.9	3.5	37	78 a 116	97
8	A	2927-2936	Albiano-Cenomaniano	Dolomita II (microcavidad)	AC	-4 a -6	-4.5	5.4 a 9.2	7.7	22	98 a 105	102
	A	2927-2936	Albiano-Cenomaniano	Dolomita II	AC	-4 a .5	-4.6	6.4 a 7.89	7.7	19	98 a 110	102
	A	2927-2936	Albiano-Cenomaniano	Calcita (microcavidad)	AC	-4.10 - 4.8	-4.7	7.1 a 7.6	7.5	11	65 a 69	66
	A	2927-2936	Albiano-Cenomaniano	Calcita (vetilla)	AC	-9 a -13	-11	12.8 a 11.9	15	19	55 a 60	57
9	A	4360-4369		Celestina	HC					28	49 a 86	71
	RM	4360-4369		Celestina	AC	-9.2 a -11.3	-11	13 a 15.3	14.9	47	88 a 124	98
	RM	4360-4369		Celestina	AC	-23 a -24	-23.5	4 (NaCl) a 25 (CaCl <sub>2</sub> )	29	17	98 a 105	102
10	RM	4400-4409		Dolomita I-II	AC	-19	-19	21.7	21.7	19	86 a 96	90
	RM	4400-4409		Dolomita I-II	HC					28	40 a 70	57
	RM	4400-4409		Dolomita II	AC	-14 a -19	-16	17.7 a 21.7	20	33	105 a 138	119
	RM	4400-4409		Dolomita II	HC					27	40 a 67	57
	RM	4400-4409		Dolomita II (microcavidad)	AC	-19	-19	21.6	21.6	18	84 a 90	88
	RM	4400-4409		Celestina	AC	-17 a -19	-18	20 a 21.7	21	23	85 a 92	88
	RM	4400-4409		Celestina (vetilla)	AC	-18 a -20	-19	21.6 a 22.4	21.7	22	80 a 92	88
	G	4512-4521		Dolomita I	AC	-28	-28	2 (NaCl) a 29 (CaCl <sub>2</sub> )	29	3	91 a 93	92
	RM	4512-4521		Dolomita II	AC	-12	-12	16	16	15	87 a 89	87.5
	RM	4512-4521		Dolomita II-III	AC	-14 a -17	-16	17.8 a 20.2	18	17	100 a 120	III
	RM	4512-4521		Celestina	AC	-11	-11	14.9	14.9	32	105 a 115	110
	RM	4512-4521		Celestina	HC					26	65 a 73	70

Clave: A = roca almadenadora, G = roca generadora, RM = ruta de migración, n = número de inclusiones fluidas medidas, Th = temperatura de homogeneización, Tm = temperatura de fusión del hielo (o hidrohalita en salmueras cálcicas), TIF= tipo de inclusión fluida, AC = inclusiones fluidas acuosas, HC = inclusiones fluidas con hidrocarburos.

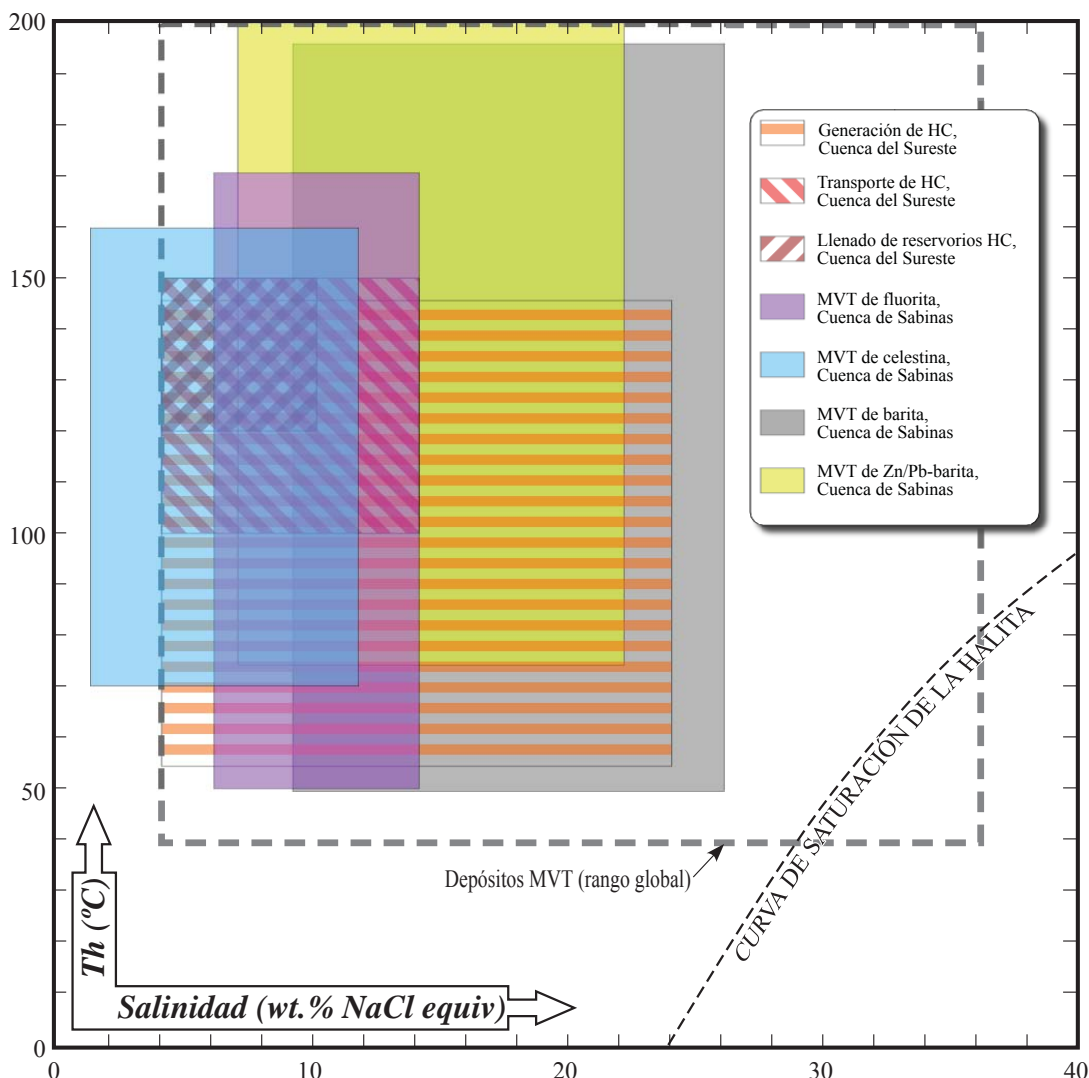


Figura 7. Generalización de los resultados microtermométricos de inclusiones fluidas (temperatura de homogeneización o  $Th$ , y salinidad) para los fluidos en los reservorios de hidrocarburos de la Cuenca del Sureste (Méndez-Ortiz *et al.*, 2006; Méndez-Ortiz, 2007) y los yacimientos estratoligados tipo MVT y asociados de la Cuenca de Sabinas (datos de González-Sánchez, 2008; González-Sánchez *et al.*, 2008). A título comparativo, se presenta el rango general de los yacimientos tipo MVT a nivel mundial, modificado de Wilkinson (2001).

que las rocas estaban sobrepresurizadas en el momento de la circulación e interacción de los paleofluidos con la roca regional. La gran cantidad de  $CH_4$  determinada en las inclusiones fluidas acuosas sólo puede estar ligada a una maduración de materia orgánica que se originó durante el flujo de las salmueras.

En la etapa de migración se generaron al menos cinco generaciones de dolomita (González-Partida *et al.*, 2004; Levresse *et al.*, 2004; Méndez-Ortiz *et al.*, 2004), y se pasó de un régimen litostático a uno hidrostático (Figura 8) con generación de brechas hidráulicas cementadas por dolomita y calcita tardía. Dicho cambio se produjo a presiones entre 500 y 900 bar y a temperaturas entre 100° y 150°C

(Martínez-Ibarra, 1999; Bourdet *et al.*, 2005; Levresse *et al.*, 2005a, 2005b; Pironon *et al.*, 2005), con salinidades entre 1.6 y 12 wt.% NaCl equiv. Las  $Th$  en inclusiones con hidrocarburos varían entre 5° y 110°C. Es de destacar que las inclusiones fluidas constituidas principalmente por metano con  $Th$  muy bajas (5°C) son testigos de un régimen de presiones altas durante el atrapamiento de los hidrocarburos.

El llenado de los reservorios se produjo a  $Th$  entre 130° y 150°C, por fluidos acuosos con salinidades medias entre 2 y 8 wt.% NaCl equiv. Las inclusiones de hidrocarburos correspondientes a este estadio presentan  $Th$  entre 40° y 100°C y representan el regreso a las condiciones de pre-

sión hidrostática de los reservorios, a presiones entre 400 y 600 bar (Martínez-Ibarra *et al.*, 2003; Levresse *et al.*, 2005a, 2005b).

#### 4.2. Geoquímica de halógenos en fluidos de cuenca

Entre los elementos más reveladores para describir la evolución de cuencas sedimentarias y de los fluidos contenidos en ellas, se encuentran los elementos del grupo de los halógenos, específicamente Br, Cl, I, además del Na. Estos elementos constituyen muy buenos trazadores debido a su naturaleza relativamente conservativa, de los que el I es menos conservativo ya que se intercambia fácilmente durante las reacciones agua-roca y en presencia de materia orgánica. Las relaciones entre los contenidos en dichos elementos en los fluidos permiten mostrar procesos de

evolución por comparación con la composición media del agua del mar, salmueras de cuenca, y con la evolución composicional del agua de mar durante su evaporación (Figura 9). Los principales procesos que afectan la concentración de los halógenos son (1) la dilución por aguas meteóricas, (2) la evaporación del agua de mar, (3) la interacción con aguas asociadas a cuerpos de sal, (4) la diagénesis, y (5) reacciones de hidratación y deshidratación. Los datos analíticos se obtienen a partir del análisis preciso de estos elementos en los fluidos contenidos en inclusiones fluidas, mediante el método conocido como *crush-leach* (Bottrell *et al.*, 1988; Yardley *et al.*, 1993). Este método consiste en la trituration de las muestras con inclusiones fluidas para liberar sus fluidos, el evaporado del agua, y el lixiviado de los precipitados resultantes mediante agua destilada ultra-pura. La solución resultante se analiza mediante diversos métodos, lo que permite determinar de forma muy precisa

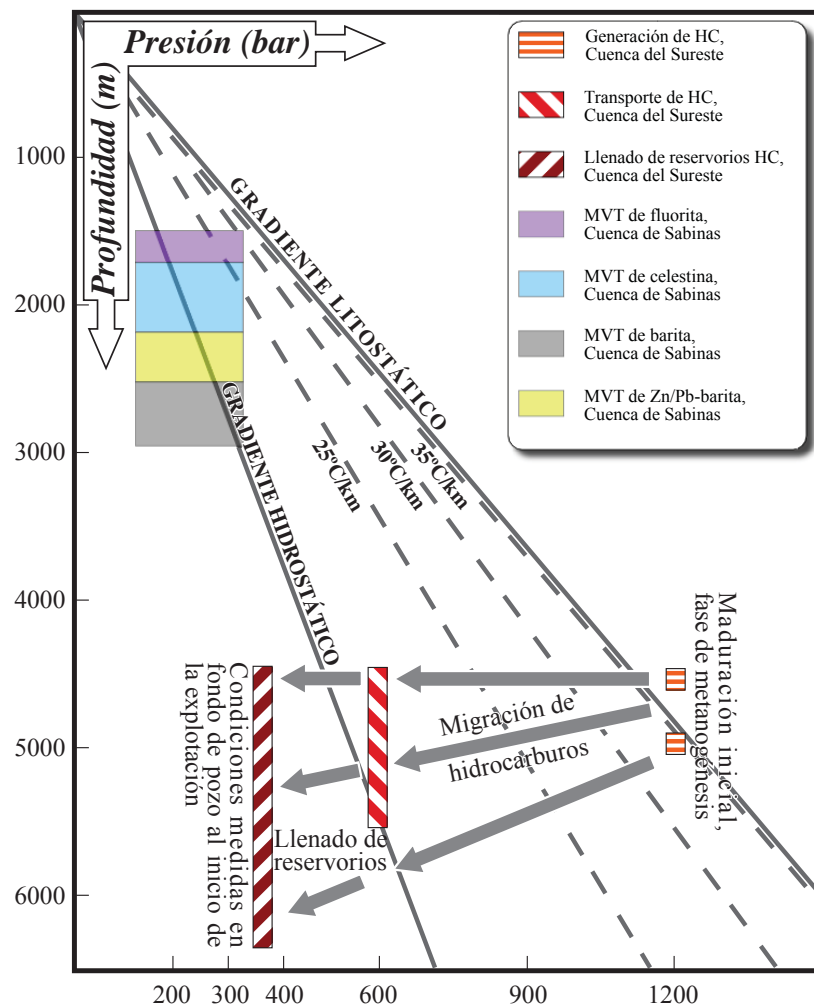


Figura 8. Evolución barométrica con respecto a la profundidad de los reservorios de hidrocarburos de la Cuenca del Sureste (datos de Eguluz de Antuñano, 2001; Méndez-Ortiz *et al.*, 2006; Méndez-Ortiz, 2007) y de los yacimientos estratoligados tipo MVT y asociados de la Cuenca de Sabinas (datos de González-Sánchez, 2008; González-Sánchez *et al.*, 2008).

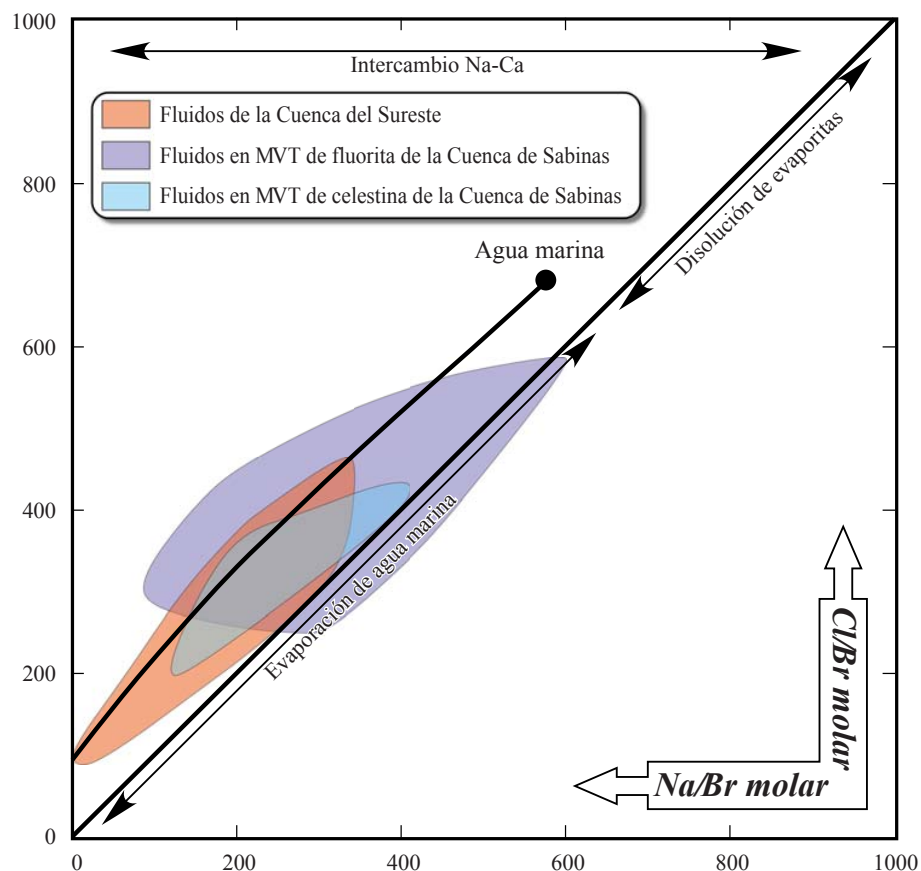


Figura 9. Correlación entre las relaciones Cl/Br y Na/Br en conjuntos de datos de geoquímica de halógenos en inclusiones fluidas de los reservorios de hidrocarburos de la Cuenca del Sureste (datos de Birkle y Aguilar-Maruri, 2003; Birkle y Angulo, 2005; Birkle *et al.*, 2005; Méndez-Ortiz *et al.*, 2006; Méndez-Ortiz, 2007) y de los yacimientos estratoligados tipo MVT y asociados de la Cuenca de Sabinas (datos de Ramos-Rosique *et al.*, 2005; González-Sánchez, 2008). El comportamiento geoquímico del agua marina y de los procesos de evaporación de dicha agua y disolución de evaporitas se ha generalizado a partir de Viets *et al.* (1996).

el contenido en cationes (Na, K, Ca, Mg, Li, Fe, Cu, Mn, Hg, Zn, etc.) y aniones (Cl, Br, I).

En la Figura 9 se presentan gráficamente las relaciones Cl/Br contra Na/Br de los resultados hasta la fecha disponibles (González-Sánchez, 2008) en inclusiones fluidas de depósitos tipo MVT y asociados de la Cuenca de Sabinas y en inclusiones fluidas de campos petrolíferos de la Cuenca del Sureste. En la Cuenca del Sureste, los datos de halógenos sugieren la presencia de aguas del Mesozoico debidas a evaporación del agua de mar, que se encuentran en equilibrio con los procesos de dolomitización y que, en su trayectoria final durante el llenado de los reservorios, se mezclaron con las aguas del Terciario (Méndez-Ortiz *et al.*, 2006).

En general, los datos de halógenos de la Cuenca de Sabinas se alinean a la curva de evaporación del agua de mar, por debajo de ella. Ramos-Rosique *et al.* (2005) interpretan este comportamiento, para los cuerpos de celestina de la Sierra de los Alamitos, como indicativo de fluidos originados a partir de agua marina y que han experimentado

un proceso de evaporación. En los mantos de fluorita del distrito minero de La Encantada – Buenavista (Tritlla *et al.*, 2004) se ha invocado un mecanismo similar, aunque con la participación de fluidos meteóricos que diluyen la salmuera mineralizante inicial. Ésta, a su vez, provocó la maduración de la materia orgánica existente en la roca encajonante, generando inclusiones fluidas con hidrocarburos.

#### 4.3. Isótopos estables de C y O

En la Figura 10 se representan los datos isotópicos de C y O disponibles de yacimientos petrolíferos de la Cuenca del Sureste (Prinzhofer *et al.*, 2000; Birkle y Aguilar-Maruri, 2003; Birkle y Angulo, 2005; Birkle *et al.*, 2005) y de yacimientos minerales de la Cuenca de Sabinas (González-Sánchez *et al.*, 2007, 2008; González-Sánchez, 2008). De esta última, existe un conjunto de 300 datos que abarca todos los distintos tipos mineralógicos de yacimientos estratoligados (Pb-Zn o MVT en sentido estricto).



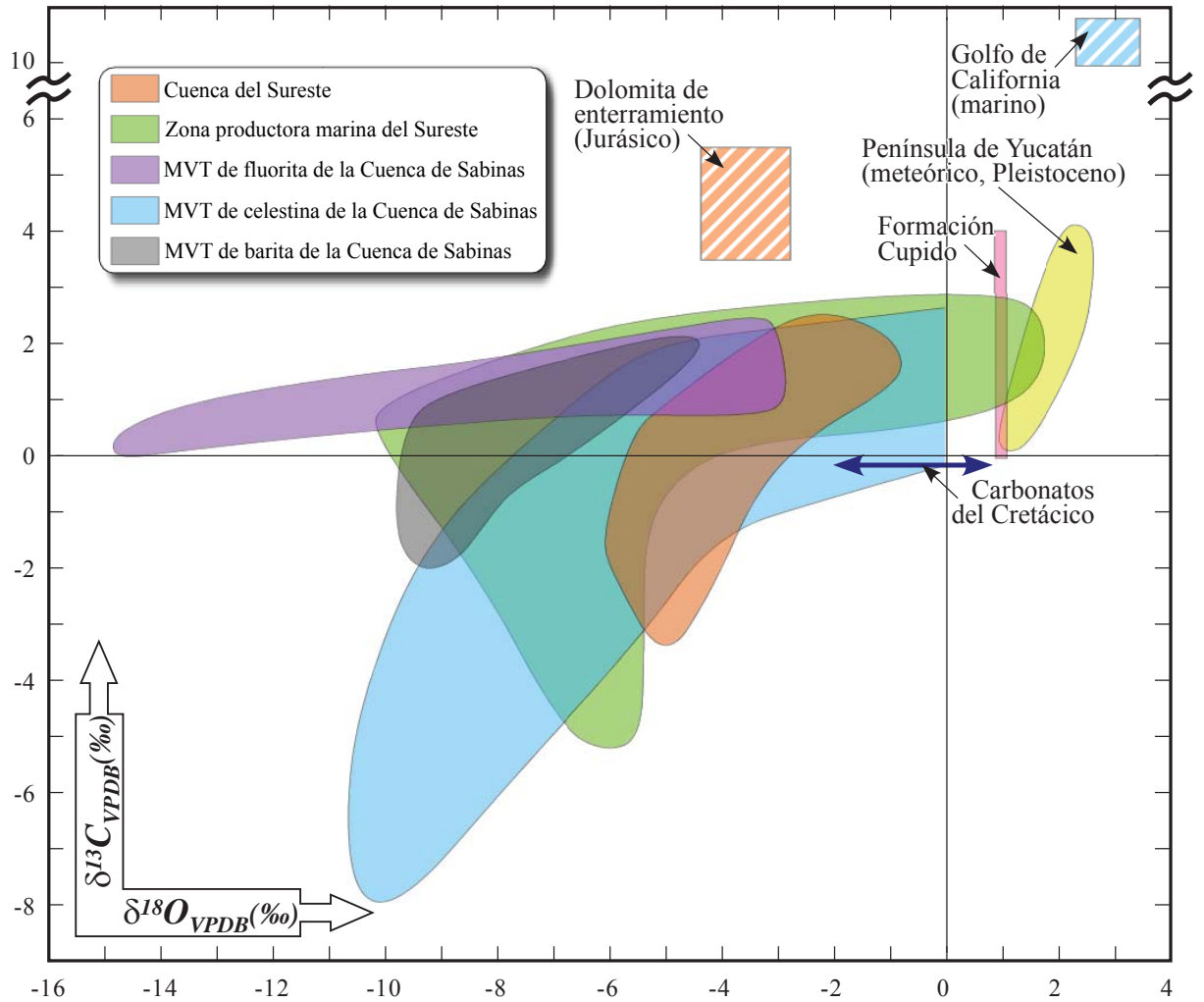


Figura 10. Composiciones isotópicas de los carbonatos de los reservorios de hidrocarburos de la Cuenca del Sureste (datos de Birkle y Aguilar-Maruri, 2003; Birkle y Angulo, 2005; Birkle *et al.*, 2005; Méndez-Ortiz *et al.*, 2006; Méndez-Ortiz, 2007) y de los yacimientos estratoligados tipo MVT y asociados de la Cuenca de Sabinas (datos de González-Sánchez, 2008; González-Sánchez *et al.*, 2008). Como referencia se consignan los datos de dolomitas Jurásicas (Allan y Wiggins, 1993), de dolomitas de origen marino del Golfo de California (Richardson *et al.*, 1988), el comportamiento isotópico de los carbonatos del Pleistoceno de la Plataforma de Yucatán (Wilson y Pialli, 1977), y los carbonatos del Cretácico (Lehmann, 1997) y de la Formación Cupido (Lehmann *et al.*, 1999).

to, barita, fluorita, y celestina). Para los yacimientos tipo MVT y asociados, se analizaron rocas carbonatadas frescas y alteradas de la Formación Cupido o de formaciones correlacionables estratigráficamente con ésta, calcita fétida de color gris con inclusiones fluidas con hidrocarburos, y calcita blanca sin presencia evidente de hidrocarburos en inclusiones fluidas.

Consideramos como valores isotópicos de referencia para la evolución de estos carbonatos los obtenidos para la plataforma de Yucatán, con  $\delta^{13}\text{C}_{\text{VPDB}}$  entre 0.1 y 4‰, y  $\delta^{18}\text{O}_{\text{VPDB}}$  entre 1 y 4‰ (Wilson y Pialli, 1977), así como los obtenidos en dolomita temprana de la Cuenca del Sureste, con  $\delta^{13}\text{C}_{\text{VPDB}}$  entre 2 y 2.5‰, y  $\delta^{18}\text{O}_{\text{VPDB}}$  entre 2 y 2.4‰ (Méndez-Ortiz, 2007). Asimismo, Prinzhofer *et al.* (2000)

reportaron valores de  $\delta^{13}\text{C}_{\text{VPDB}}$  entre -27 y -22‰ para los hidrocarburos de la misma cuenca. Por otro lado, los datos de  $\delta^{13}\text{C}_{\text{VPDB}}$  reportados por Lehmann *et al.* (1999) para la Formación Cupido en la Cuenca de Sabinas, entre 0.19 y 3.9‰, pueden usarse como valores de referencia para las rocas carbonatadas inalteradas encajonantes de los yacimientos estratoligados.

## 5. Discusión

En ambientes carbonatados con migración de hidrocarburos y de salmueras de cuenca, las dolomitizaciones suelen ser epigenéticas y estar relacionadas con los diferentes

pulsos de migración de los fluidos (Purser *et al.*, 1994). Los fluidos de cuenca primarios ácidos en los hidrocarburos, necesarios para producir la disolución de carbonatos en ambientes diagenéticos profundos, se mezclan con otros fluidos de la cuenca durante su migración, propiciando la disolución y precipitación de carbonatos (Corbella y Ayora, 2003; Corbella *et al.*, 2007). Así, en el caso que la dolomitización se origine durante las primeras etapas de expulsión de fluidos en una cuenca, las rocas generadas muy posiblemente actuarán como excelentes reservorios de hidrocarburos (Flügel, 2004; Purser *et al.*, 1994). En la Cuenca del Sureste existen múltiples episodios de dolomitización relacionados con el origen, migración y acumulación de los hidrocarburos, y episodios de formación de calcita tardía que rellena porosidad.

Las temperaturas de homogeneización y salinidades en inclusiones fluidas de depósitos MVT y asociados de la Cuenca de Sabinas (45° a 200°C, y 1 a 22 wt.% NaCl equiv. y hasta 24 wt.% CaCl<sub>2</sub>, respectivamente) y en inclusiones fluidas de campos petrolíferos de la Cuenca del Sureste (55° a 145°C, y 0.5 a 12 wt.% NaCl equiv. y hasta 21 wt.% CaCl<sub>2</sub>, respectivamente) son compatibles con las halladas en contextos similares. La principal diferencia en la fisicoquímica entre los fluidos de dichas cuencas se halla en su presión, mayormente en el campo litostático. Así, los fluidos en la Cuenca del Sureste evolucionaron a profundidades no menores de ~4500 m e iniciaron su maduración a presiones no menores de ~1200 bar. En cambio, los fluidos en la Cuenca de Sabinas evolucionaron a profundidades <~3000 m y a presiones <~350 bar. En ambos casos, sin embargo, la evolución de los fluidos refleja la transición de regímenes de presión litostáticos a hidrostáticos.

Las variaciones en composición isotópica de los carbonatos en la Cuenca del Sureste se interpretan como debidas a (1) la introducción de carbono orgánico derivado de la oxidación del metano en el fluido a partir del cual se formó la dolomita, y (2) una interacción agua/roca baja, ya que los valores de  $\delta^{18}\text{O}_{\text{VPDB}}$  más positivos son análogos a los valores de referencia para carbonatos “frescos”. Allan y Wiggins (1993) interpretan el fraccionamiento isotópico de la dolomita en función de su sepultamiento y temperatura de formación; así, en general, los valores de  $\delta^{18}\text{O}_{\text{VPDB}}$  positivos tienen un origen de baja temperatura y los negativos de alta temperatura (el  $\delta^{13}\text{C}_{\text{VPDB}}$  es prácticamente invariable en esta condición), pues a mayor temperatura existe mayor interacción agua/roca. Los valores de  $\delta^{13}\text{C}_{\text{VPDB}}$  y de concentración de Cl obtenidos por Birkle *et al.* (2005) muestran una distribución rectilínea entre los valores del agua meteórica ( $\delta^{13}\text{C}_{\text{VPDB}} \sim -7\text{‰}$ ) y del agua de mar evaporada ( $\delta^{13}\text{C}_{\text{VPDB}} \sim 11\text{‰}$ ), lo que apoya la existencia de un proceso de mezcla entre ambos tipos de aguas. Ello es igualmente argumentable mediante datos de  $\delta^{18}\text{O}_{\text{VPDB}}$  y  $\delta\text{D}$  para las mismas salmueras (Birkle y Angulo, 2005), con valores de  $\delta^{18}\text{O}_{\text{VPDB}} = 0.5\text{‰}$  y  $\delta\text{D} = -23\text{‰}$  para agua meteórica y de  $\delta^{18}\text{O}_{\text{VPDB}} = 11\text{‰}$  y  $\delta\text{D}_{\text{VSMOW}} = -1\text{‰}$  para agua marina evaporada.

Los valores de  $\delta^{18}\text{O}_{\text{VPDB}}$  más bajos en yacimientos MVT y asociados de la Cuenca de Sabinas (Figura 10) pueden ser debidos a (1) incremento de temperatura, (2) la interacción de los fluidos mineralizantes con aguas meteóricas cargadas de CO<sub>2</sub>, o (3) la interacción de aguas meteóricas con salmueras de cuenca caliente que maduraron la materia orgánica durante la precipitación mineral, lo que explicaría la correlación negativa entre  $\delta^{13}\text{C}_{\text{VPDB}}$  y  $\delta^{18}\text{O}_{\text{VPDB}}$  (la más pronunciada, en los carbonatos de los yacimientos de celestina). La presencia de hidrocarburos en los carbonatos con valores isotópicos más bajos es compatible con esta última explicación. Los datos de geoquímica de halógenos para ambas cuencas de estudio indican igualmente que los fluidos asociados con su evolución derivan en parte de agua marina y de agua marina evaporada.

## 6. Conclusiones

Los datos microtermométricos de inclusiones fluidas de las cuencas de Sabinas y del Sureste son coherentes con los obtenidos en otros yacimientos tipo MVT y campos petroleros en el mundo. En ambas cuencas, las salmueras más precoces son esencialmente cálcicas, de baja presión en la Cuenca de Sabinas (~350 bar) y de alta presión en la del Sureste (~1200 bar). En esta última se produjo un proceso de descompresión al pasar de un régimen litostático a uno hidrostático durante la migración de los hidrocarburos. El llenado de los reservorios se produjo bajo condiciones hidrostáticas, entre 600 y 400 bar, y temperaturas alrededor de 130°C, y asociado a fluidos con salinidades menores a las de los fluidos más precoces.

La geoquímica de halógenos en muestras de la Cuenca del Sureste sugiere la presencia de aguas asociadas a procesos de evaporación del agua de mar, que sobrepasaron el punto de precipitación de la halita, asociadas a procesos de dolomitización y que, durante el llenado de los reservorios petrolíferos, se han mezclado con aguas meteóricas. Durante la formación de los yacimientos de la Cuenca de Sabinas se puede invocar la existencia de un mecanismo de mezcla de fluidos similar al anterior, aunque con una mayor participación de fluidos meteóricos que diluyen la salmuera mineralizante inicial. Simultáneamente, se habría producido la maduración de la materia orgánica existente en la roca encajonante, generando los hidrocarburos.

En ambas cuencas los efectos de los procesos de interacción agua/roca son muy limitados. Así, la composición isotópica ( $\delta^{13}\text{C}_{\text{VPDB}}$  y  $\delta^{18}\text{O}_{\text{VPDB}}$ ) de los carbonatos y su evolución en la Cuenca del Sureste parece estar marcada principalmente por (1) la introducción de C orgánico en el fluido a partir del cual se formó la dolomita, derivado de la oxidación de metano, y (2) baja interacción agua/roca. En los yacimientos tipo MVT y asociados de la Cuenca de Sabinas, las relaciones  $\delta^{13}\text{C}_{\text{VPDB}}$  y  $\delta^{18}\text{O}_{\text{VPDB}}$  sugieren la mezcla e interacción de aguas meteóricas relativamente frías con salmueras de cuenca calientes.

## Agradecimientos

Este trabajo contó con el apoyo financiero de los proyectos de investigación IN102107-3 e IN103807 de PAPIIT (DGAPA, UNAM), y 58825 y 46473 de Conacyt, y se benefició de la revisión crítica de Pura Alfonso y Efrén Pérez Segura. Agradecemos al personal del Servicio Geológico Mexicano (SGM) en Saltillo su apoyo durante las campañas de campo en Coahuila, especialmente a Carlos Martínez Ramos y Carlos Rivera Martínez, y al personal en Pemex-PEP, especialmente a Adán Oviedo Pérez y Antonio Escalera Alcocer. Es debido un reconocimiento especial a Samuel Baca, Agustín Rodríguez Santos, Salvador Esquivel Victoria (Fluorita de México, S.A. de C.V.), César Pérez Rodríguez y Servando Rodríguez Favela (Minera Múzquiz, S.A. de C.V.), quienes facilitaron en todo momento el acceso a diversas explotaciones mineras. Durante las etapas iniciales de nuestro trabajo de campo en Coahuila contamos con la guía de Antonio González Ramos *El Gavilán*, y la asistencia de Hugo Martínez, Arturo Cantú y Cantú, Fausto Cantú Arocha, Amador Núñez Miranda, Gilles Levresse y Jordi Tritlla. Este último también realizó algunos análisis de halógenos en inclusiones fluidas en la *University of Leeds* (Reino Unido), junto con David Banks. Los análisis de isótopos estables de C y O se efectuaron íntegramente en el *Laboratorio Universitario de Geoquímica Isotópica* de la UNAM, a cargo de Edith Cienfuegos Alvarado y Pedro Morales Puente.

## Referencias bibliográficas

- Allan, J.R., Wiggins, W.D., 1993, Dolomite Reservoirs: Geochemical techniques for evaluating origin and distribution: Tulsa, Oklahoma, E.U.A., American Association of Petroleum Geologists, Continuing Education Course Note Series, 36, 129 p.
- Aquino-López, J.A., 2004, Sureste Basin, Mexico and associated sub-basins: An update and future potential: Tulsa, Oklahoma, E.U.A., American Association of Petroleum Geologists, International Conference, October 24-27, Cancún, Mexico, 7 p.
- Aranda-García, M., 1999, Evolution of Neogene contractional growth structures, southern Gulf of México: Austin, Texas, E.U.A., University of Texas at Austin, tesis de maestría inédita, 169 p.
- Bally, A.W., Snelson, S., 1980, Realms of subsidence, en Miall, A.D. (ed.), Facts and principles of world petroleum occurrence: Calgary, Alberta, Canadá, Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir, 6, 9-94.
- Birkle, P., Aguilar-Maruri, R., 2003, Isotopic indications for the origin of formation water at the Activo Samaria – Sitio Grande oil field, Mexico: Journal of Geochemical Exploration, 78-79, 453-458.
- Birkle, P., Angulo, M., 2005, Conceptual hydrochemical model of late Pleistocene aquifers at the Samaria – Sitio Grande petroleum reservoir, Gulf of Mexico, Mexico: Applied Geochemistry, 20, 1077-1098.
- Birkle, P., Angulo, M., Lima, S., 2005, Hydrochemical-isotopic tendencies to define hydraulic mobility of formation water at the Samaria – Sitio Grande oil field, Mexico: Journal of Hydrology, 67, 1-19.
- Bodnar, R.J., 1993, Revised equation and table for determining the freezing point depression of H<sub>2</sub>O-NaCl solutions: Geochemica et Cosmochimica Acta, 57, 683-684.
- Boiron, M.C., Dubessy, J., 1994, Determination of fluid inclusion composition: microanalytical techniques, en Fluid inclusions in minerals: methods and applications, De Vivo, B., Frezzotti, M.L. (eds.): Pontignano-Siena, Italia, Short course of the working group (IMA) "Inclusions in Minerals", 1-4 Septiembre, 45-71.
- Borisenko, A.S., 1977, Study of the salt composition of solution in gas-liquid inclusions in minerals by the cryometric method. Soviet Geology and Geophysics (Geologiya i Geofizika), 18, 11-19.
- Bottrell, S.H., Yardley, B.W.D., Buckley, F., 1988, A modified crush-leach method for the analysis of fluid inclusions electrolytes: Bulletin de Minéralogie, 11, 279-290.
- Bourdet, J., Pironon, J., Levresse, G., Tritlla, J., Gonzalez-Partida, E., 2005, Oil field crosscut by a salt diapir, consequences on fluid migrations: The case of CHUC oil field, Southern Mexico: Proceedings XVIII ECROFI, Siena, Italia, 6-9 Julio, edición en CD-ROM.
- Chávez-Valois, V.M., Clara-Valdés, M.L., Juárez-Placencia, J.I., Alor-Ortiz, I., Mata-Jurado, M., Villagrán-Yáñez, R., Guerrero-Tristán, M., Ghosh, S., 2004, A new approach of the Tertiary plays in a multidisciplinary framework: Sureste Basin, Tabasco, México: Tulsa, Oklahoma, E.U.A., American Association of Petroleum Geologists, International Conference, October 24-27, Cancún, Mexico, 7 p.
- Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (Conabio), 2003, México: Imagen desde el espacio. Mosaico 2002 de imágenes Modis sin nubes del satélite Terra, bandas 1,4,3 (RGB), resolución espacial 250 metros, sobre un modelo digital de terreno: México, D.F., Conabio.
- Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (Conacyt), 1982, Petroleum formation and occurrence: A new approach to oil and gas exploration: México, D.F., Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, 600 p.
- Corbella, M., Ayora, C., 2003, Role of fluid mixing in deep dissolution of carbonates: Geologica Acta, 1, 305-313.
- Corbella, M., Cardellach, E., Ayora, C., 2007, Disolución y precipitación de carbonatos en sistemas hidrotermales. Implicaciones en la génesis de depósitos tipo MVT: Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, 59 (1), 83-99.
- Eguiluz de Antuñano, S., 2001, Geologic evolution and gas resources of the Sabinas Basin in Northeastern Mexico, en Bartolini, C., Buffler, R.T., Cantú-Chapa, A. (eds.), The western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, sedimentary basins, and petroleum systems: Tulsa, Oklahoma, E.U.A., American Association of Petroleum Geologists, Memoir, 75, 241-270.
- Flügel, E., 2004, Microfacies of carbonate rocks. Analysis, interpretation, and application: Berlin – Heidelberg, Alemania, Springer, 976 p.
- García-Molina, G., 1994, Structural evolution of SE México (Chiapas-Tabasco-Campeche) offshore and onshore: Houston, Texas, E.U.A., Rice University, tesis de doctorado inédita, 150p.
- Goldhammer, R.K., 1999, Mesozoic sequence stratigraphy and paleogeographic evolution of northeast Mexico, en Bartolini, C., Wilson, J.L., Lawton, T.F. (eds.), Mesozoic sedimentary and Tectonic History of North-Central Mexico: Boulder, Colorado, E.U.A., Geological Society of America Special Paper, 340, 1-58.
- Goldhammer, R.K., Johnson, C.A., 2001, Middle Jurassic – Upper Cretaceous paleogeographic evolution and sequence-stratigraphic framework of the Northwest Gulf of México rim, en Bartolini, C., Buffler, R.T., Cantú-Chapa, A. (eds.), The western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, sedimentary basins, and petroleum systems: Tulsa, Oklahoma, E.U.A., American Association of Petroleum Geologists, Memoir, 75, 45-81.
- Goldstein, R.H., 2001, Fluid inclusions in sedimentary and diagenetic systems: Lithos, 55, 159-193.
- Goldstein, R.H., Reynolds, T.J., 1994, Systematics of fluid inclusions in diagenetic minerals: Tulsa, Oklahoma, EUA, SEPM Short Course, 31, 199 p.
- González, N., Angeles, F., Reyes, J., Balasejús, D., Suter, A., Helfenbein, Y., Meneses, J., Puerto, C., Audemard, F., 2004, Choch Mulix a prolific area on the western margin of the Akal horst, southern Gulf of Mexico: Tulsa, Oklahoma, E.U.A., American Association of Petroleum Geologists, International Conference, October 24-27, Cancún, Mexico, 8 p.

- González-Partida, E., Carrillo-Chávez, A., Grimmer, J., Pironon, J., 2002, Petroleum-rich fluid inclusions in fluorite, Purísima mine, Coahuila, Mexico: *International Geology Review*, 44, 755-764.
- González-Partida, E., Carrillo-Chávez, A., Grimmer, J., Pironon, J., Mutterer, J., Levresse, G., 2003, Geochemical evolution of mineralizing fluids at the fluorite La Encantada – Buenavista district: a Mississippi Valley Type deposit: *Ore Geology Reviews*, 23, 107-124.
- González-Partida, E., Levresse, G., Tritlla, J., Carrillo-Chavez, A., Pironon, J., Oviedo-Pérez, A.E., Martínez-Kemp, H.L., González-Posadas, F., Priftuli, E., 2004, Fossil fluids from Saramako petroleum field, Mexico: *Actas IV Reunión Nacional de Ciencias de la Tierra, Querétaro, Qro, México*, 101.
- González-Partida, E., Camprubí, A., Canet, C., González-Sánchez, F., 2008, Evolución fisicoquímica de salmueras e hidrocarburos en cuencas petroleras y en depósitos minerales tipo MVT y asociados. Parte I: teoría del uso de inclusiones fluidas: *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana* (este volumen).
- González-Posadas, F., 2003, Evolución geológica durante el Cenozoico en el área Chiapas-Tabasco, Cuenca del Sureste, México: México, D.F., Dirección de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, tesis de maestría inédita, 200 p.
- González-Sánchez, F., 2008, Caracterización y génesis de los yacimientos estrato-ligados de celestina, barita, fluorita y plomo-zinc del noreste de México: Juriquilla, Qro., Programa de Posgrado en Ciencias de la Tierra, Universidad Nacional Autónoma de México, tesis de doctorado inédita, 91 p.
- González-Sánchez, F., Puente-Solis, 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.
- González-Sánchez, F., Camprubí, A., González-Partida, E., Puente-Solis, R., Canet, C., Centeno-García, E., Atudorei, V., 2008, Regional stratigraphy and distribution of epigenetic stratabound celestine, fluorite, barite, and Zn-Pb deposits in the MVT province of Northeastern Mexico: *Mineralium Deposita*, aceptado.
- Guzmán-Vera, E., Calderón-Barrera, A., 2004, Direct hydrocarbon indicators and structural inversion in the south of the Macuspana Basin, an addition for hydrocarbons search: Tulsa, Oklahoma, E.U.A., American Association of Petroleum Geologists, International Conference, October 24-27, Cancún, Mexico, 6 p.
- Hunt, M.J., 1996, Petroleum geochemistry and geology, 2nd edition: New York, New York, E.U.A., W.H. Freeman and Company, 715 p.
- Kesler, S.E., 1974, Informe final sobre el proyecto de fluorita en yacimientos de fluorita y de plomo-zinc-plata: México, D.F., Consejo de Recursos Naturales No Renovables, Archivo Técnico 050063, 104 p.
- Kesler, S.E., 1977, Geochemistry of manto fluorite deposits, northern Coahuila, Mexico: *Economic Geology*, 72, 204-218.
- Kyser, K., 2000, Fluids and basin evolution: Québec, Québec, Canadá, Mineralogical Association of Canada – Association Minéralogique du Canada, Short Course Series, 28, 260 p.
- Land, L.S., 1985, The origin of massive dolomite: *Journal of Geological Education*, 33, 112-125.
- Lehmann, C. 1997, Sequence stratigraphic and platform evolution of Lower Cretaceous (Barremian-Albian) carbonates of northeastern Mexico [Ph. dissert.]: Riverside, University of California, 261 p.
- Lehmann, C., Osleger, D.A., Montañez, I.P., Sliter, W., Arnaud-Vanneau, A., Banner, J., 1999, Evolution of Cupido and Coahuila carbonate platforms, Early Cretaceous, northeastern Mexico: *Geological Society of America Bulletin*, 111, 1010-1029.
- Levresse, G., González-Partida, E., Camprubí, A., Carrillo-Chávez, A., Tritlla, J., Priftuli, E., Pironon, J., Sánchez-Trejo, A., Pancardo-Ceballos, A., León-Ventura, R., Casimiro-Contreras, A., 2004, Fossil fluids from POL petroleum field, Mexico: Official Program & Abstract Book, AAPG European Region Conference with GSA, Prague, October 10-13, 90.
- Levresse, G., Tritlla, J., González-Partida, E., Pironon, J., Teinturier, S., Priftuli, E., Oviedo-Pérez, A.E., Martínez-Kemp, H.L., González-Posadas, F., 2005a, Evidence of hyperbaric ancient reservoirs in the Saramako oil field, SE Mexico: *Proceedings XVIII ECROFI, Siena, Italia*, 6-9 Julio, edición en CD-ROM.
- Levresse, G., González-Partida, E., Pironon, J., Tritlla, J., Priftuli, E., Sánchez-Trejo, A., 2005b, High pressure oil filling as recorded in fluid inclusions: the case of Pol oil field, Southern Mexico: *Proceedings XVIII ECROFI, Siena, Italia*, 6-9 Julio, edición en CD-ROM.
- Machel, H.G., 1987, Some aspects of diagenetic sulphate-hydrocarbon redox reactions, en Marschall, J.D. (ed.), *Diagenesis of Sedimentary Sequences: Geological Society of America, Special Paper*, 36, 15-28.
- Machel, H.G., 1997, Thermochemical sulfate reduction and its relationships to carbonate diagenesis sour gas, sulfur, and metal sulfide deposits: *Geofluids*, 2, 469-472.
- Machel, H.G., 2001, Bacterial and thermochemical sulfate reduction in diagenetic settings—old and new insights: *Sedimentary Geology*, 140, 143-175.
- Martínez-Ibarra, R., 1999, Estudio de inclusiones fluidas en dolomita asociada a emplazamiento de hidrocarburos: Parte sur del campo Cantarell, zona marina-Campeche: México, D.F., Instituto de Geología, UACPP, Universidad Nacional Autónoma de México, tesis de maestría inédita, 90p.
- Martínez-Ibarra, R., Tritlla, J., Cedillo-Pardo, E., Grajales-Nishimura, J.M., Murillo-Muñetón, G., 2003, Brine and hydrocarbon evolution during the filling of the Cantarell Oil Field (Gulf of Mexico): *Journal of Geochemical Exploration*, 78-79, 399-403.
- Marton, G., Buffler, R.T., 1994, Jurassic reconstruction of the Gulf of México Basin: *International Geology Review*, 36, 545-586.
- Méndez-Ortiz, B., 2007, Geoquímica e isotopía de aguas de formación (salmueras petroleras) de campos mesozoicos de la cuenca del sureste de México: implicación en su origen, evolución e interacción agua-roca en yacimientos petroleros: Juriquilla, Querétaro, Programa de Posgrado en Ciencias de la Tierra, Universidad Nacional Autónoma de México, tesis de doctorado inédita, 224 p.
- Méndez-Ortiz, B., Carrillo-Chávez, A., Tritlla, J., Levresse, G., González-Partida, E., Oviedo-Pérez, A.E., Martínez-Kemp, H.L., González-Posadas, F., Clara-Valdés, L., 2004, Chemical characterization of brines from selected oil fields, Tabasco, Mexico: Washington D.C., E.U.A., American Geophysical Union, Fall Meeting, San Francisco, V31A-1421.
- Méndez-Ortiz, B., Carrillo-Chávez, A., González-Partida, E., González-Posadas, F., Martínez-Kemp, H.L., 2006, Chemistry of petroleum brine from oilfields at southeast México: *Journal of Geochemical Exploration*, 89, 278-280.
- Montañez, I.P., Shelton, K.L. (eds.), 1997, Basin-wide diagenetic patterns: Integrated petrologic, geochemical, and hydrologic considerations: Tulsa, Oklahoma, E.U.A., Society of Economic Paleontologists and Mineralogists – Society for Sedimentary Geology, Special Publication, 57, 298 p.
- Ohmoto, H., Goldhaber, M., 1997, Sulfur and carbon isotopes, en Barnes, H.L. (ed.), *Geochemistry of Hydrothermal ore Deposits*, 3<sup>rd</sup> edition: New York, New York, E.U.A., Wiley and Sons, 517-612.
- Oviedo-Pérez, A.E., 1996, Evolución neógena de las Cuencas Terciarias del Sureste: México, D.F., Universidad Nacional Autónoma de México, tesis de maestría inédita, 91p.
- Padilla y Sánchez, R.J., 1986a, Geologic evolution of the Sierra Madre Oriental between Linares, Concepción del Oro, Saltillo, and Monterrey, Mexico: Austin, Texas, E.U.A., The University of Texas at Austin, tesis de doctorado inédita, 217 p.
- Padilla y Sánchez, R.J., 1986b, Post-Paleozoic Tectonics of Northeast Mexico and its role in the evolution of the Gulf of Mexico: *Geofísica Internacional*, 25, 157-206.
- Padilla y Sánchez, R.J., 2007, Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México: *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, 59 (1), 19-42.
- Pindell, J.L., 1993, Regional synopsis of Gulf of Mexico and Caribbean evolution, en Pindell, J.L., Perkins, R.F. (eds.), *Mesozoic and Early Cenozoic development of the Gulf of Mexico and Caribbean region*



- A context for hydrocarbon exploration, Selected papers presented at the GCSSEPM Foundation 13<sup>th</sup> annual research conference: Houston, Texas, E.U.A., Gulf Coast Section, Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, 251-274.
- Pindell, J.L., Kennan, L., 2001, Kinematic evolution of the Gulf of Mexico and Caribbean. Transactions, Petroleum systems of deep-water basins: global and Gulf of Mexico experience. GCSSEPM 21st Annual Research Conference: Houston, Texas, E.U.A., Gulf Coast Section, Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, 193-220.
- Pironon, J., Lhomme, T., Bourdet, J., Levresse, G., González-Partida, E., Tritlla, J., Carrillo-Chávez A., 2005, Study of petroleum and aqueous inclusions in carbonate reservoirs: a necessary adaptation: Proceedings XVIII ECROFI, Siena, Italia, 6-9 Julio, edición en CD-ROM.
- Prinzhofer, A., Vega, M.A.G., Battani, A., Escudero, M., 2000, Gas geochemistry of the Macuspana Basin (Mexico): thermogenic accumulations in sediments impregnated by bacterial gas: Marine and Petroleum Geology, 17, 1029-1040.
- Puente-Solís, I.R. 2007, Distribución de los depósitos estratoligados de barita, celestina, fluorita y plomo-zinc en el noroeste de México y ejemplo de los mantos de celestina de la Sierra del Venado, Coahuila. Tesis de maestría, Programa de Posgrado en Ciencias de la Tierra, Universidad Nacional Autónoma de México, Juriquilla, Querétaro, México.
- Purser, B.H., Tucker, M.E., Zenger, D.H., 1994, Problems, progress and future research concerning dolomites and dolomitization: Special Publication International Association of Sedimentologists, 21, 3-20.
- Ramos-Rosique, A., Villareal-Fuentes, J., González-Partida, E., Tritlla, J., Levresse, G., 2005, Los yacimientos estratoligados de celestina de El Venado y El Volcán en la Sierra los Alamitos, Coahuila, México, en Corona-Esquivel, R., Gómez-Caballero, J.A. (eds.), Acta de Sesiones de la XXVI Convención Internacional de Minería, Veracruz, México: México, D.F., Asociación de Ingenieros de Minas, Metalurgistas y Geólogos de México, 99-104.
- Richardson, C.K., Rye, R.O., Wasserman, M.D., 1988, The chemical and thermal evolution of the fluids in the Cave-in-rock fluorspar district, Illinois: stable isotope systematics at the Deardorff mine: Economic Geology, 83, 765-783.
- Robles-Nolasco, J., Pliego-Vidal, E., Toledo-Bante, C., Pimienta-Lugo, M., Ortega-González, V., Martínez-Peña, B., Heredia-Cervantes, E., 2004, Offshore Neogene plays, Salina del Istmo Basin, southeast of Mexico: Tulsa, Oklahoma, E.U.A., American Association of Petroleum Geologists, International Conference, October 24-27, Cancún, Mexico, 5 p.
- Roedder, E., 1984, Fluid inclusions: Reviews in Mineralogy, 12, 644 p.
- Rosenfeld, H.J., 2002, El potencial económico del Bloque de Yucatán en México, Guatemala y Belice: Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, 55, 30-37.
- Samson, L., Anderson, A., Marshall, D., 2003, Fluid Inclusions: analysis and Interpretation: Québec, Québec, Canadá, Mineralogical Association of Canada – Association Minéralogique du Canada, Short Course Series, v. 32, 374 p.
- Teinturier, S., Pironon, J., Walgenwitz, F., 2002, Fluid inclusions and PVTX modelling examples from the Garn Formation in well 6507/2-2, Haltenbanken, Mid-Norway: Marine and Petroleum Geology, 19 (6), 755-765.
- Tissot, B., Durand, B., Espitalié, J., Combaz, A., 1974, Influence of the nature and diagenesis of organic matter in formation of petroleum: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 58, 499-506.
- Tritlla, J., Gonzalez-Partida, E., Levresse, G., Banks, D., Pironon, J., 2004, "Fluorite deposits at Encantada-Buenavista, Mexico: products of Mississippi Valley type processes" [Ore Geol. Rev. 23 (2003), 107-124] – A reply: Ore Geology Reviews, 25, 329-332.
- Tucker, M.E., Wright, V.P., 1990, Carbonate Sedimentology: Oxford, Reino Unido, Blackwell Science, 482 p.
- Viets, J.G., Hofstra, A.H., Emsbo, P., 1996, Solute compositions of fluid inclusions in sphalerite from North American and European Mississippi Valley-type ore deposits: ore fluids derived from evaporated seawater, en Sangster, D.F. (ed.), Carbonate-hosted Lead-Zinc Deposits: Littleton, Colorado, E.U.A., Society of Economic Geologists Special Publication Series, 4, 465-482.
- Villareal-Fuentes, J., 2007, Depósitos de celestina en las zona de alamitos, Estado de Coahuila: Un ejemplo de mineralización del tipo MVT. Tesis de maestría, Programa de Posgrado en Ciencias de la Tierra, Universidad Nacional Autónoma de México, Juriquilla, Querétaro, México.
- Wilkinson, J.J., 2001, Fluid inclusions in hydrothermal ore deposits: Lithos, 55, 229-272.
- Wilson, J.L., 1990, Basement structural controls on Mesozoic carbonates facies in northeastern Mexico: A review, en Tucker, M.E., Wilson, J.L., Crevello, P.D., Sarg, J.R., Read, J.F. (eds.), Carbonate platforms, facies, sequences and evolution: International Association of Sedimentologists, Special Publication, 9, 235-255.
- Wilson, J.L., Piali, G., 1977, A Lower Cretaceous shelf margin in Northern Mexico, en Cretaceous carbonates of Texas and Mexico: Applications to subsurface exploration: Austin, Texas, E.U.A., The University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology, Report of Investigations, 89, 286-298.
- Wilson, J.L., Ward, W.C., Finneran, J. (eds.), 1984, A field guide to Upper Jurassic and Lower Cretaceous carbonate platform and basin systems, Monterrey-Saltito area, northeast Mexico: Houston, Texas, E.U.A., Gulf Coast Section, Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, 76 p.
- Yardley, B.W.D., Banks, D.A., Bottrell, S.H., Diamond, L.W., 1993, Post-metamorphic gold-quartz veins from NW Italy: the composition and origin of the ore fluid: Mineral Magazine, 57, 407-422.

Manuscrito recibido: Febrero 13, 2008

Manuscrito corregido recibido: Abril 4, 2008

Manuscrito aceptado: Abril 13, 2008