

LAS ROCAS GENERADORAS DE MEXICO*

RAUL GONZALEZ GARCIA
NOEL HOLGUIN QUIÑONES
Petróleos Mexicanos, Coordinación de Exploración

RESUMEN

Los estudios geoquímicos indican que el petróleo que se produce en México ha sido generado, principalmente, por lutitas calcáreas y calizas arcillosas del Jurásico Superior, y en menor proporción por las rocas generadoras del Terciario y Cretácico.

En la Cuenca del Sureste, la más importante por su producción y reservas, el petróleo fue generado por las calizas arcillosas del Tithoniano, mientras que en Tampico—Misantla, segunda en importancia, el petróleo del Mesozoico y Terciario proviene de las formaciones Tamán y Pimienta del Kimmeridgiano y Tithoniano, respectivamente. En ambos casos, el kerógeno es predominantemente del tipo II.

No se tienen indicios definitivos sobre el origen del gas y condensado que producen el Paleoceno, Eoceno y Oligoceno en la Cuenca de Burgos, pero por sus características geológicas se deduce que provienen de las mismas lutitas terciarias encajonantes, ya que el Jurásico Superior se encuentra a grandes profundidades y no se concibe una migración vertical a través de los potentes espesores arcillosos sobreyacientes. Igual consideración se hace para el gas terciario de la Cuenca de Veracruz, genéticamente relacionado con las lutitas del Mioceno, ricas en kerógeno tipo III.

En la provincia gasífera de Sabinas, la generación se adjudica a las lutitas del Kimmeridgiano—Tithoniano con kerógeno tipo II, actualmente sobremaduro.

Finalmente, en la Sierra de Chiapas, nueva provincia petrolífera de México, productora de aceite y condensado en una secuencia calcáreo—evaporítica del Cretácico, las rocas generadoras probablemente corresponden a delgados horizontes arcillosos intercalados en las mismas facies lagunares.

ABSTRACT

Geochemical studies indicate that the oil and gas of Mexico was generated mostly by Upper Jurassic calcareous shales and shaly limestones, and to a lesser degree by Tertiary and Cretaceous source rocks.

Petroleum in the Sureste Basin, the most significant for its production and reserves, was generated by the Tithonian shaly limestones, while the Mesozoic and Tertiary oils in the Tampico—Misantla Basin, second in importance, come from the Tamán and Pimienta formations of Kimmeridgian and Tithonian age, respectively. In both cases, kerogen is predominantly of type II.

There are not definite evidences about the origin of the gas and condensate produced in the Burgos Basin from Paleogene, however its geological setting allows to deduce that they come from the same enclosing Tertiary shales, since the Upper Jurassic is found at great depth and a migration through the thick overlying shale section is not conceived. The same consideration can be applied to the Tertiary gas in Veracruz Basin, which is genetically related to Miocene shales, rich in type III kerogen.

In the gas bearing Sabinas province, generation is ascribed to the Kimmeridgian—Tithonian shales with presently overmature type II kerogen.

Finally, in a new petroleum province of Mexico named Sierra de Chiapas, which produces oil and condensate from a cretaceous carbonate and evaporite section, the source rocks probably are thin shaly beds present within the same lagoonal facies.

* Presentado en el XIII Congreso Mundial del Petróleo, efectuado en 1991, Buenos Aires Argentina.
Resumen publicado en la revista Oil & Gas Journal, junio de 1992.

INTRODUCCION

Petróleos Mexicanos (Pemex), en los últimos seis años ha desarrollado un programa sistemático de muestreo de pozos y afloramientos para detectar, con fundamentos geoquímicos, a las rocas generadoras de las cuencas sedimentarias de México. Esto ha generado un banco de información básica de geoquímica de más de diez mil análisis de pirólisis y carbono orgánico en cuencas productoras y una cantidad semejante en áreas no productoras.

Con tal información, aún insuficiente, se han definido las rocas generadoras, cuya distribución es amplia y cuyo espesor es suficientemente grande para ser detectado con cierta facilidad. Sin embargo, todavía no se tiene un control estricto de su riqueza orgánica y condiciones térmicas y menos aún se conoce su participación cuantitativa en la formación de los yacimientos de México. En algunas cuencas, las correlaciones geoquímicas han permitido establecer su origen, pero falta confirmar el de otros hidrocarburos, principalmente gaseosos y condensados alojados en rocas terciarias. Por tal motivo, este artículo da un panorama general de las características de algunas unidades generadoras de importancia regional, pero no se enfoca a rocas generadoras de distribución y espesores restringidos.

El territorio mexicano está cubierto por gruesas secuencias sedimentarias en un 75% de su superficie; sin embargo, la producción mayoritaria de petróleo y gas se restringe a las cuencas de la Planicie Costera del Golfo de México (Fig. 1), con excepción de los yacimientos de gas de la Cuenca de Sabinas y de los recientemente descubiertos yacimientos de aceite y condensado de la Sierra de Chiapas. También se conoce la presencia de gas y condensado en el Golfo de California, pero aún no se explota ni se conoce el volumen de reservas de este yacimiento.

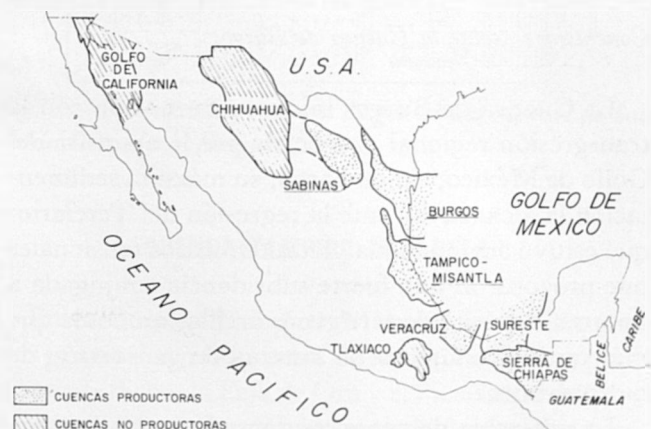


Fig. 1.— Principales cuencas sedimentarias de interés petrolero en México (Tomada de González y Holguín, 1991).

CUENCA DE BURGOS

La Cuenca de Burgos, productora de gas y condensado en arenas del Paleoceno, Eoceno, Oligoceno y Mioceno, contiene hidrocarburos que equivalen al 2.5% de los 66,450 millones de barriles de las reservas probadas de México (Pemex, 1990), siendo su producción acumulada, desde que se inició su explotación en 1943 hasta fines de 1990, de $5.3 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($33.7 \times 10^6 \text{ bls}$) de líquidos y $143 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($5,040.3 \times 10^9 \text{ pies}^3$) de gas (Figs. 2 y 3).

De acuerdo a la edad de los almacenes, en esta cuenca se diferencian cinco franjas de dirección norte-sur, correspondientes al Jurásico-Cretácico, Paleoceno, Eoceno, Oligoceno y Mioceno, siendo la más importante la del Oligoceno, por su volumen de producción.

Los hidrocarburos provienen, principalmente, de arenas terciarias (Fig. 4) encajonadas por potentes paquetes de arcillas, algunas de las cuales contienen cantidades importantes de carbono orgánico. Los yacimientos del Mesozoico son poco significativos, aun cuando las rocas del Jurásico Superior y Cretácico Superior presentan características de generadoras.

Jurásico Superior

El Mesozoico se ha alcanzado solamente en los bordes occidental y sur de esta cuenca. Los estudios geoquímicos indican que en las calizas arcillosas y lutitas calcáreas del Jurásico Superior (Formación Pimienta) predominan cantidades de carbono orgánico superiores al 1%, a la vez que algunas muestras, pese a su madurez, alcanzan a generar más de 5 miligramos de hidrocarburos por gramo de roca (Fig. 5). Los carbonantos y arcillas de esta edad fueron depositados sobre un mar abierto, extenso, con aguas tranquilas, que propiciaron las condiciones anóxicas para la conservación de la materia orgánica marina que aún contiene (tipo II).

Cretácico Superior

Dentro de la secuencia del Cretácico, las formaciones Eagle Ford y Agua Nueva (Turoniano), San Felipe (Coniaciano-Santoniano) y Méndez (Campaniano-Maastrichtiano) presentan un comportamiento geoquímico semejante en cuanto a su contenido de carbono orgánico, superior a 1% y valores considerables de S_2 (hidrocarburos potenciales) en una buena proporción de las muestras (Fig. 5), lo que permite

catalogarlas como rocas generadoras. Estas rocas consisten de calizas arcillosas y arcillas calcáreas depositadas sobre una plataforma abierta y extensa, durante las últimas etapas de la transgresión regional que cubrió gran parte del actual territorio mexicano.

la Formación Vicksburg del Oligoceno Inferior, cuya parte arcillosa sí detenta ligero potencial generador (S_2) en algunas de las muestras, debido a la probable presencia de cantidades subordinadas de kerógeno tipo II.

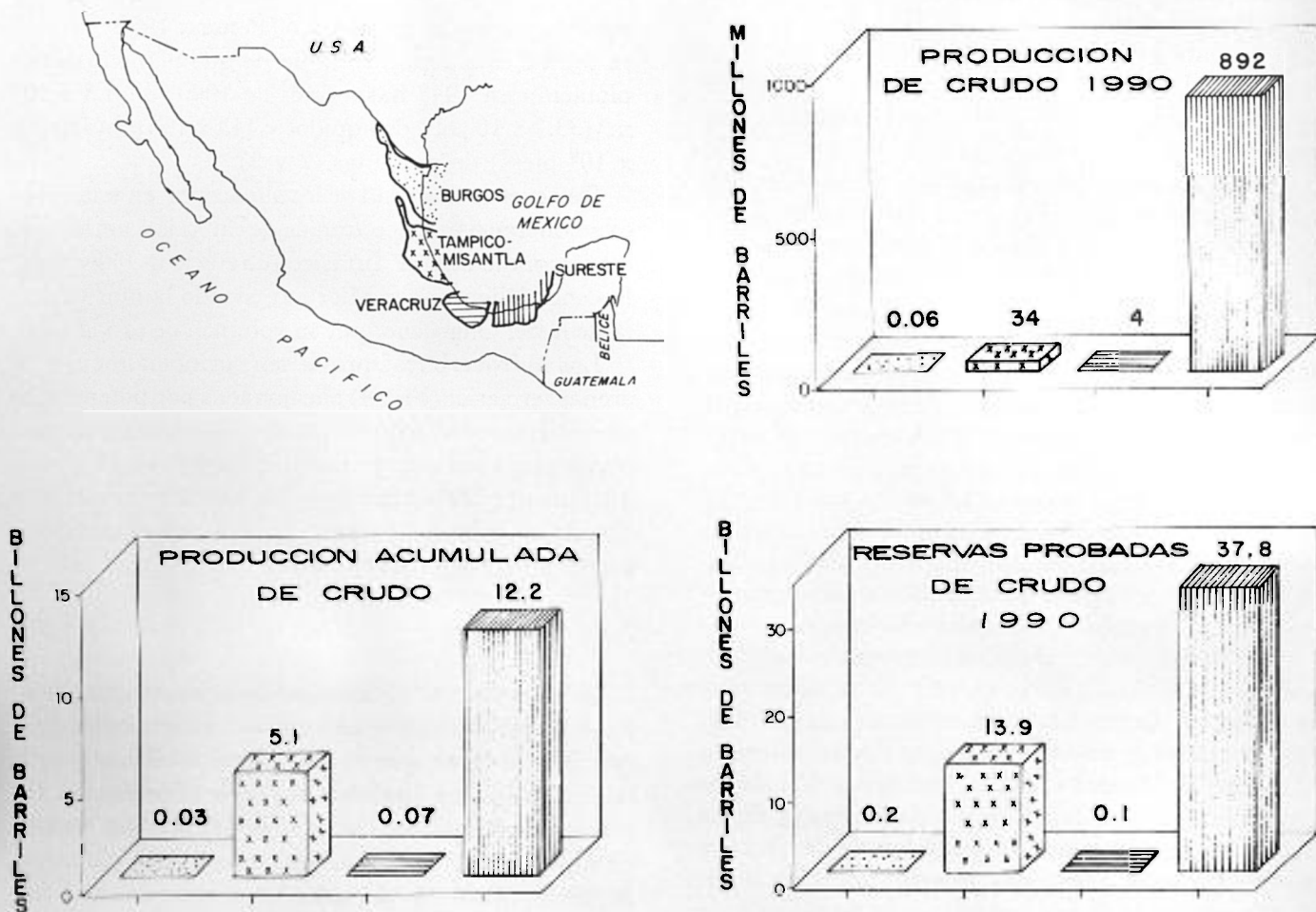


Fig. 2.— Producción y reservas de petróleo de las cuencas de Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz, y Sureste (Tomada de González y Holguín, 1991).

Terciario

Entre las arcillas y arenas del Paleoceno y Eoceno, se encuentran valores de carbono orgánico superiores a 1% en las formaciones Midway del Paleoceno y Recklaw y Cook Mountain del Eoceno. En el marco de una regresión general terciaria que rompe con la sedimentación de carbonatos mesozoicos, se inicia una fuerte subsidencia y sedimentación de terrígenos finos y arenosos acompañados de materia orgánica continental (tipos III y IV) en condiciones marinas a mixtas, cuyo potencial generador es irrelevante (Fig. 5). No obstante, las facies arenosas de estas formaciones producen gas y condensado, al igual que las de

Conclusiones sobre la Cuenca de Burgos

La Cuenca de Burgos inicia su formación con la transgresión regional provocada por la apertura del Golfo de México; sin embargo, su máxima sedimentación la alcanza durante la regresión del Terciario, que estuvo acompañada por fallamientos tensionales que provocaron una fuerte subsidencia conjugada a un gran depósito de terrígenos arcillo-arenosos que más tarde produjeron un sistema de generación de hidrocarburos.

La presencia de gas y condensado en las lentes y capas arenosas encajonadas por potentes cuerpos de arcillas hacen suponer que la generación fue producto

de las propias arcillas que, no obstante su limitado potencial, fueron capaces de generar y expulsar cantidades también limitadas de hidrocarburos. El fallamiento originalmente normal y posteriormente de crecimiento fue tan intenso durante todo el Terciario, que provocó el depósito de terrígenos, cuyo espesor se calcula superior a 8,000 metros en el centro de la cuenca, lo que implica una excesiva transformación térmica para las rocas mesozoicas y aún para las del Terciario, a causa de un gradiente geotérmico relativamente alto que en general supera los $26^{\circ}\text{C}/\text{km}$.

(6604×10^9 pies³) de gas (Figs. 2 y 3). En ella se conservan el 30% de las reservas nacionales.

La producción en el Paleocanal de Chicontepec proviene de terrígenos arenosos de edad terciaria. En la Faja de Oro, producen las calizas arrecifales y periarrecifales del Cretácico (Fig. 6) y en la cuenca, las facies calcareníticas y terrígenas del Jurásico Superior, además de las calizas fracturadas del Cretácico Inferior.

Los estudios geoquímicos indican que las rocas generadoras más importantes son las del Jurásico Supe-

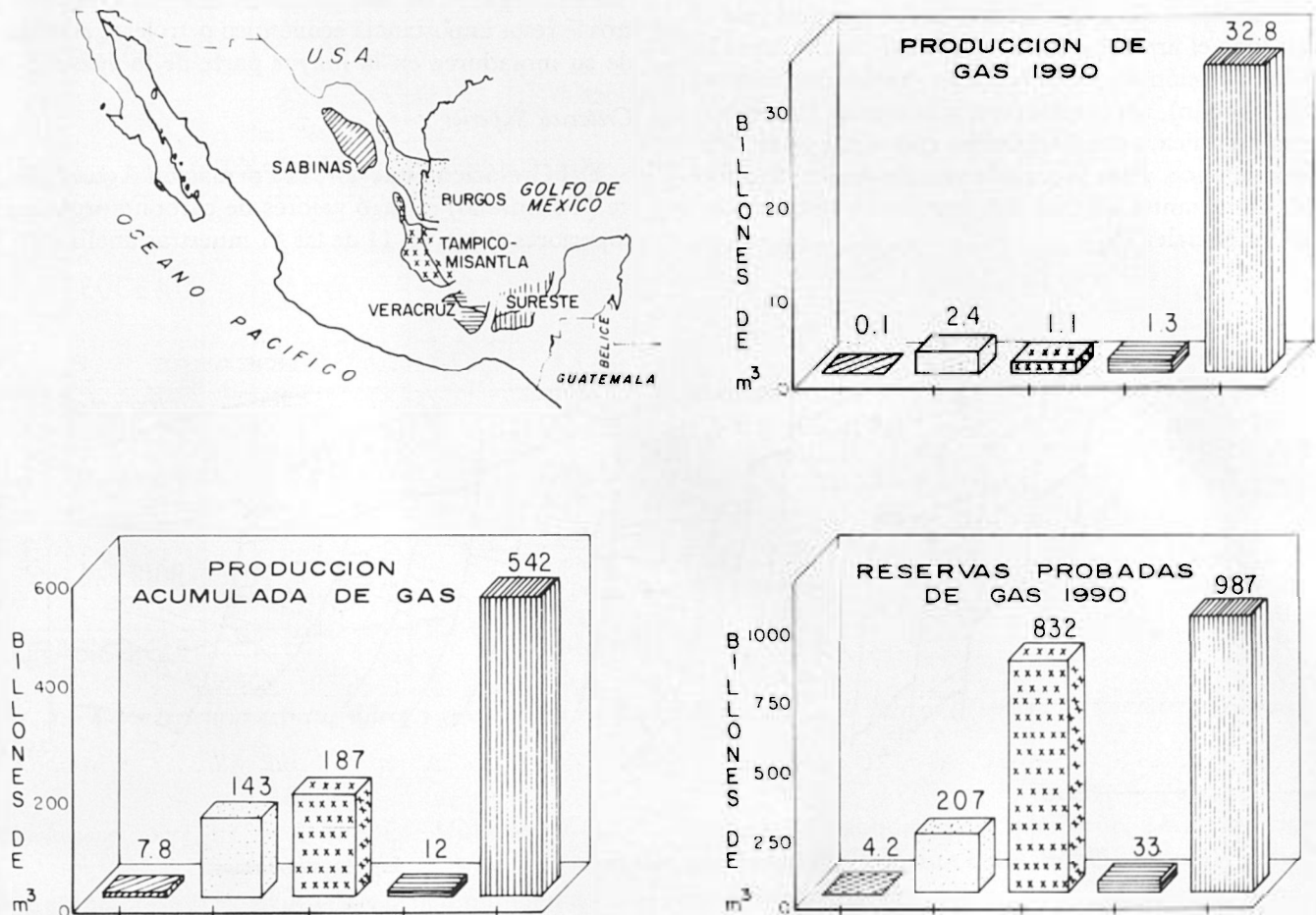


Fig. 3. — Producción y reservas de gas de las cuencas de Sabinas, Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz, y Sureste (Tomada de González y Holguín, 1991).

CUENCA TAMPICO-MISANTLA

En la Cuenca Tampico-Misantla se diferencian tres provincias productoras de aceite: la cuenca, propiamente dicha, la Faja de Oro y el Paleocanal de Chicontepec. Su producción acumulada desde principios de siglo, cuando se inició su explotación, es de 814×10^6 m³ (5119×10^6 bbls) de crudo y 187×10^9 m³

rior y, en segundo término, las del Aptiano y Turo-niano.

Jurásico Superior

El contenido de carbono orgánico es superior al 1% en el 57% de las 309 muestras analizadas de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta, del Oxfordia-

no, Kimmeridgiano y Tithoniano, respectivamente (Fig. 7). El 40% de ellas presenta un potencial de generación (S_2) superior a 2.5 mg/g. La Formación Santiago del Oxfordiano es una unidad con fuerte potencial, debido a que para aquel entonces la aún incipiente transgresión marina cubría sólo algunos restringidos depocentros en los que se acumulaban carbonatos y arcillas bajo aguas someras de muy baja energía, propicias para la preservación de materia orgánica de buena calidad (I y II), pero con aportaciones de materia orgánica continental (III), por la cercanía de amplias áreas positivas circundantes.

Durante el Kimmeridgiano, la transgresión cubrió casi toda el área Tampico–Misantla, continuando la sedimentación de lodos calcáreo–arcillosos (Formación Tamán), adecuados para la conservación de materia orgánica, pero distribuidos solamente en el 50% de la cuenca. Esta secuencia conserva aún cantidades importantes de carbono orgánico e hidrocarburos potenciales (S_2).

(S_2) superior a 2.5 mg/g, en el 45% de las 120 muestras analizadas (Fig. 7).

Cretácico Inferior

El Horizonte Otates del Aptiano Superior está constituido por calizas arcillosas gris oscuro, laminares, que denotan un ambiente de cuenca de baja energía. De diez muestras analizadas, cuatro presentan valores superiores al 2% de carbono orgánico y más de 10 mg de hidrocarburos por gramo de roca, lo que las califica como rocas con un fuerte potencial generador. Sin embargo, su espesor promedio inferior a diez metros le resta importancia económica petrolera, además de su inmadurez en la mayor parte de la cuenca.

Cretácico Superior

Del Cretácico Superior, la Formación Agua Nueva (Turoniano) mostró valores de carbono orgánico superiores al 1% en 11 de las 41 muestras analizadas,

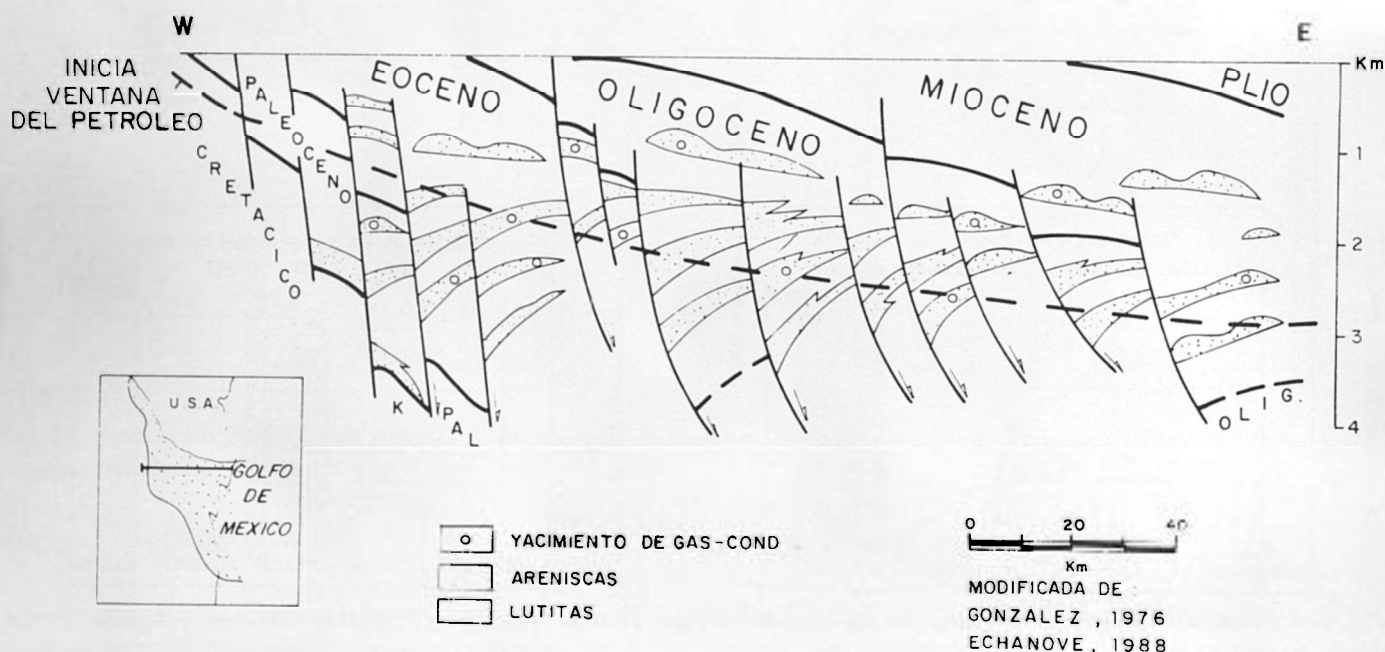


Fig. 4.— Sección transversal esquemática y condiciones de madurez de la Cuenca de Burgos (Tomada de González y Holguín, 1991).

Fue hasta el Tithoniano cuando la cuenca quedó completamente cubierta, con el predominio de ambientes tranquilos de mar abierto, en los cuales se depositaron carbonatos y arcillas con materia orgánica marina (tipo II) que dieron origen a la Formación Pimienta, la cual presenta, actualmente, un potencial

aunque sólo 6 superan los 2.5 mg/g de S_2 . Los estudios ópticos indican que contiene predominantemente kerógeno tipo II. Todo esto, permite definir a esta formación, aún inmadura, como potencialmente generadora de regular importancia, en la mayor parte de la Cuenca Tampico–Misantla.

CUENCA DE BURGOS

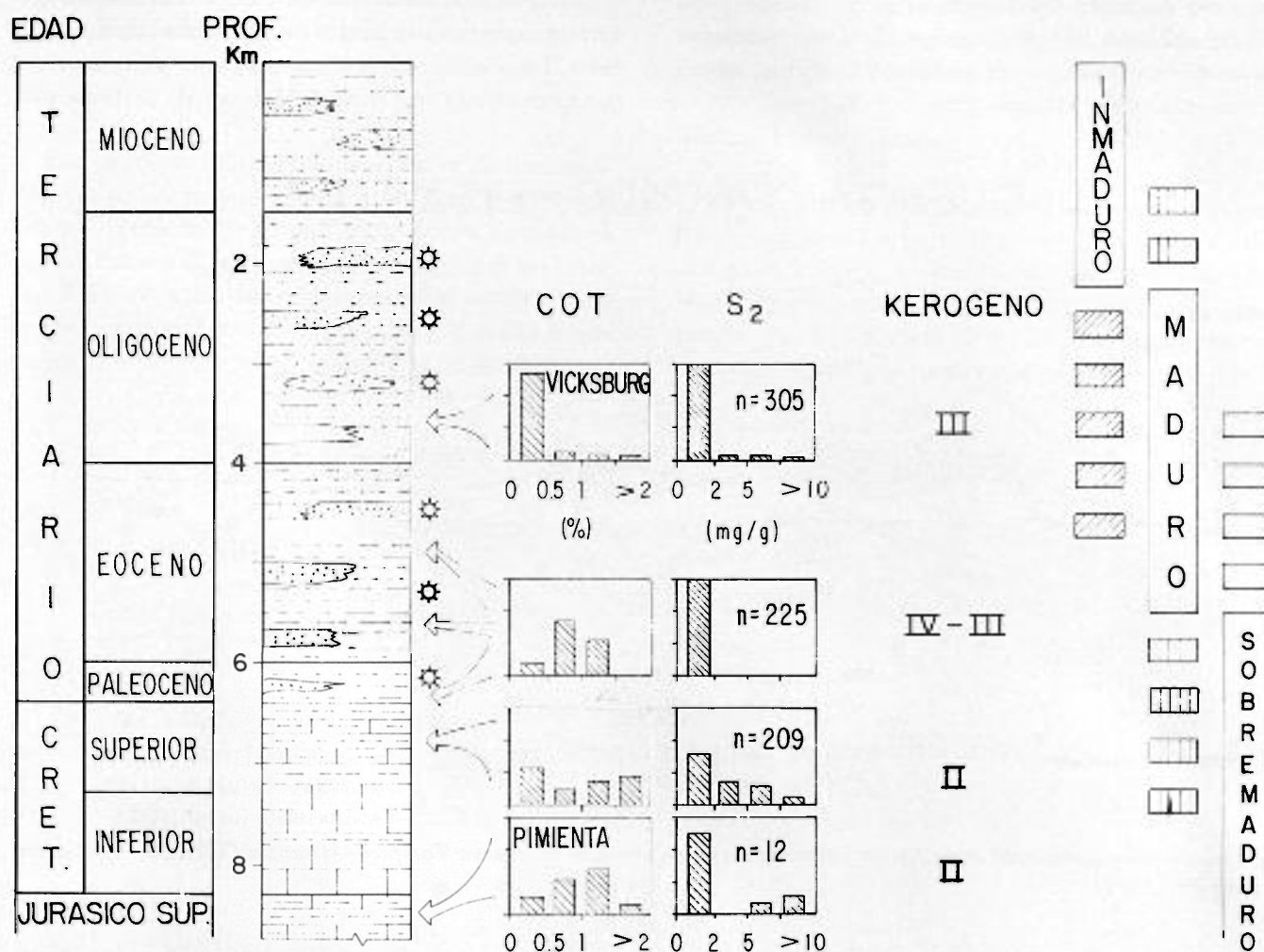


Fig. 5.— Características estratigráficas y geoquímicas regionales de la Cuenca de Burgos (Tomada de González y Holguín, 1991).

Conclusiones sobre la Cuenca Tampico—Misantla

Las mejores rocas generadoras corresponden a las calizas arcillosas y lutitas calcáreas del Jurásico Superior, las cuales se encuentran generalmente maduras. Estudios indirectos indican que la generación se inició a partir del Eoceno y Oligoceno en las áreas más profundas y/o calientes, mientras que en la mayor parte de la cuenca, la generación masiva ocurre durante el Mioceno, a pesar de lo corto de la pila sedimentaria (2 a 3 km), a causa del gradiente geotérmico relativamente alto que oscila entre los 25 y 30°C/km en la mayor parte de la cuenca.

Diversas correlaciones roca—aceite concuerdan en que las rocas que dieron origen a los aceites de esta

cuenca corresponden, principalmente, a las formaciones Tamán y Pimienta del Kimmeridgiano y Tithoniano. Aun cuando es importante la capacidad generadora de la Formación Santiago del Oxfordiano, su distribución restringida permite considerar que estas rocas aportaron sólo cantidades limitadas de los hidrocarburos almacenados.

CUENCA DE VERACRUZ

La Cuenca de Veracruz ha producido, desde su descubrimiento en 1953, alrededor de $11.4 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($71.5 \times 10^6 \text{ bls}$) de crudo, el cual se extrae, principalmente, de calizas del Albiano—Cenomaniano (For-

mación Orizaba) y del Campaniano–Maastrichtiano (formaciones Méndez y San Felipe). Por otra parte, las lentes arenosas del Mioceno han producido $12 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($427.9 \times 10^9 \text{ pies}^3$) de gas. Las reservas probadas de esta cuenca corresponden al 0.5% de las reservas totales de México (Figs. 2 y 3).

Jurásico Superior

El Jurásico Superior ha sido alcanzado sólo en los extremos menos profundos de la Plataforma de Córdoba. Los estudios de pirólisis y ópticos presentan algunas muestras con concentraciones de carbono or-

CUENCA TAMPICO-MISANTLA

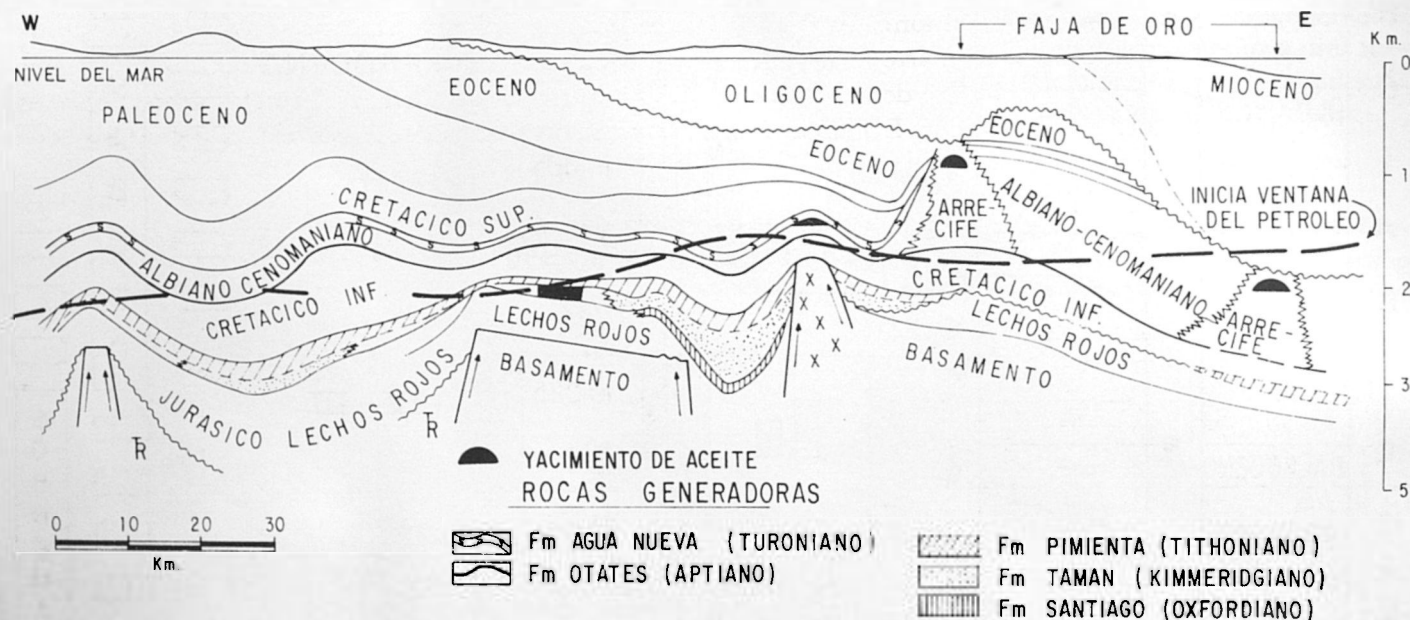


Fig. 6.— Sección transversal esquemática y condiciones de madurez de la Cuenca Tampico–Misantla (Tomada de González y Holguín, 1991).

En esta cuenca se diferencian dos elementos geológicos conocidos como Cuenca Terciaria de Veracruz, al oriente, y Plataforma de Córdoba, al occidente (Fig. 8). En la Plataforma de Córdoba, los carbonatos del Mesozoico fueron fuertemente plegados, fallados inversamente y erosionados durante el Eoceno Medio, por lo que la poca potente sedimentación terrígena post-eocénica descansa en discordancia angular sobre el Mesozoico. En la Cuenca de Veracruz, la tectónica es más tranquila y el espesor del Mesozoico es menor, mientras que la cubierta de terrígenos terciarios se incrementa fuertemente hasta 8 ó 9 km.

El conocimiento geoquímico actual de esta cuenca no permite saber con seguridad el origen de los aceites de los yacimientos del Cretácico ni de los gases que se obtienen del Mioceno, pero las rocas que presentan mayor contenido orgánico se han detectado a nivel Jurásico Superior, Turoniano y Mioceno Inferior y Medio.

gánico e hidrocarburos potenciales (S_2) de 2% y 5 mg/g, respectivamente (Fig. 9), que dan una ligera idea del potencial generador de estas rocas, cuyo kerógeno es predominantemente del tipo II, con fuertes aportes de material reciclado (IV) por la influencia de continentes cercanos.

Cretácico Superior

De las calizas arcillosas oscuras de plataforma externa del Turoniano (Formación Maltrata), la mitad de sus muestras rebasa el 1% de carbono orgánico y más de la tercera parte generó más de 5 mg de hidrocarburos por gramo de roca (S_2), lo que indica su potencial generador. Sin embargo, en casi toda la Plataforma de Córdoba, la Formación Maltrata se encuentra inmadura, por lo que es poco factible que haya contribuido de manera importante en la generación de los hidrocarburos que se extraen del Cretácico. El

kerógeno, predominante en esta unidad, es del tipo II, con mezclas importantes del tipo IV. Hacia el oriente, los pozos no la han cortado, pero se le considera sobremadura.

Oligoceno

Las rocas del Oligoceno consisten de lutitas marinas gris oscuro, intercaladas con areniscas. Presentan valores altos de carbono orgánico, en su mayoría superiores al 1%, que en muchas ocasiones sobrepasan el 2% (Fig. 9). Más de la tercera parte de las 133 muestras pirolizadas superan los 5 mg/g de S_2 , lo que da idea de su buen potencial generador. En la Plata-

forma de Córdoba, estas rocas se encuentran inmaduras, pero hacia el oriente, en la Cuenca Terciaria de Veracruz, se encuentran en condiciones metagenéticas (Fig. 8). La materia orgánica predominante es de los tipos II y III.

Mioceno Inferior y Medio

La información geoquímica del Mioceno indica que las formaciones La Laja, Depósito y Encanto, de dicha edad, contienen cantidades importantes de carbono orgánico que promedian arriba del 5%, existiendo valores de hasta 12%. Estas formaciones están constituidas por lutitas gris y gris verdoso, cuyo

CUENCA TAMPICO-MISANTLA

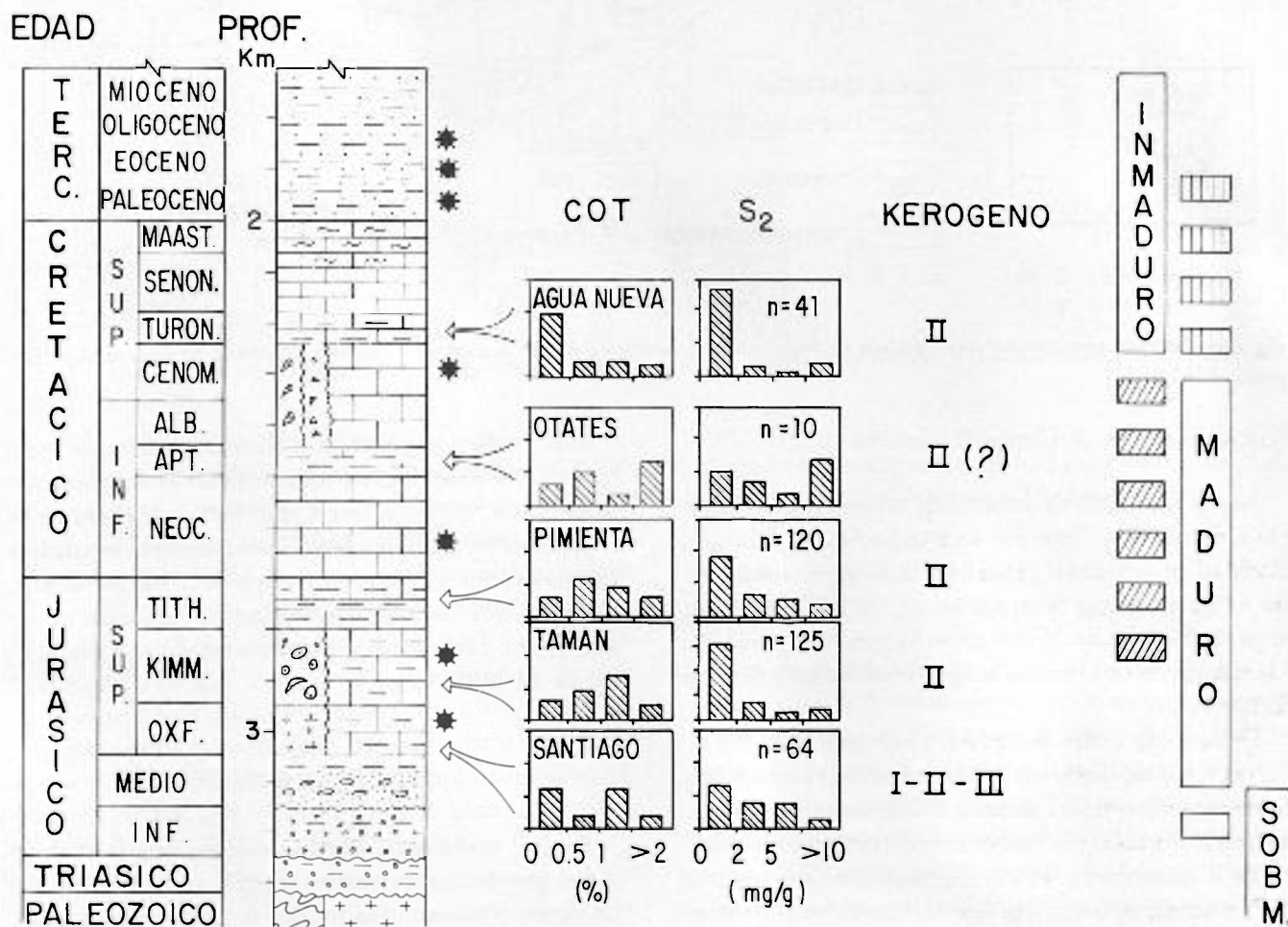


Fig. 7.— Características estratigráficas y geoquímicas regionales de la Cuenca Tampico-Misantla (Tomada de González y Holguín, 1991).

espesor supera los 1,200 m. Es la unidad con valores más altos de carbono orgánico que se conoce en México; sin embargo, su tipo de materia orgánica es de un kerógeno continental (III) e inerte (IV), indicando por pirólisis que produce cantidades poco significativas de hidrocarburos gaseosos (Fig. 9).

do establecido. Existe la posibilidad de que estos hidrocarburos hayan sido generados *in situ* por las rocas encajonantes, dado su carácter generador de gas, pero no se descarta que provengan de rocas más antiguas y que por migración vertical se hayan alojado en las areniscas del Mioceno.

PLATAFORMA DE CORDOBA ↔ CUENCA DE VERACRUZ

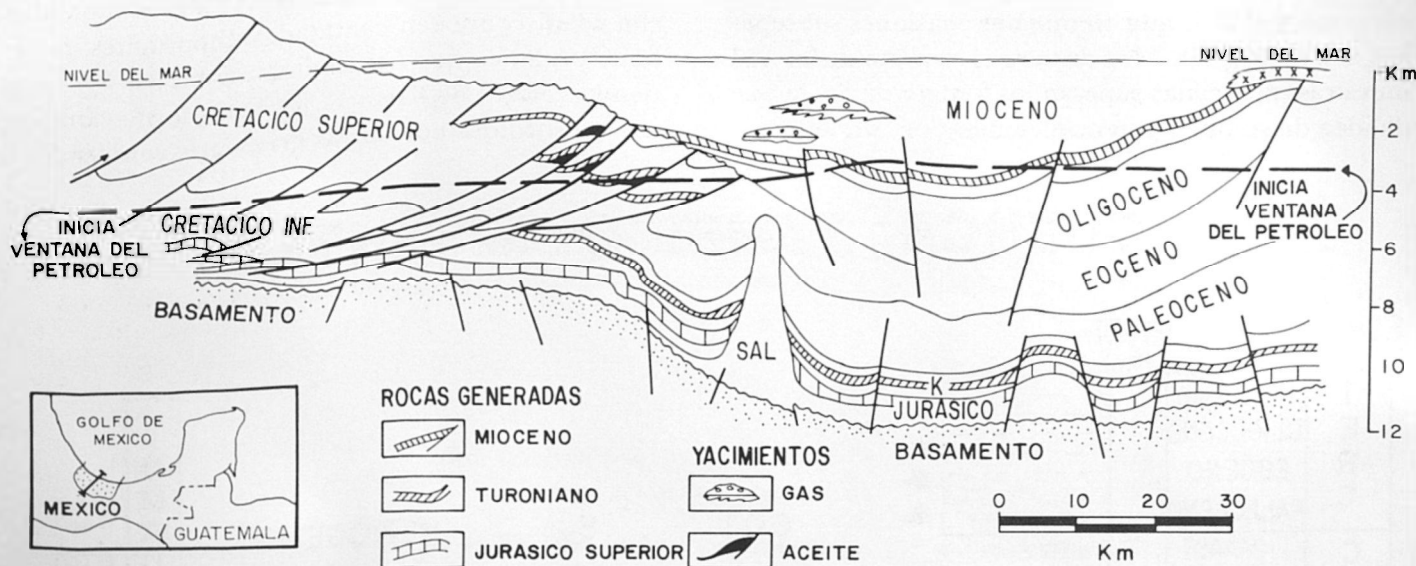


Fig. 8.— Sección transversal esquemática y condiciones de madurez de la Cuenca de Veracruz (Tomada de González y Holguín, 1991).

Conclusiones sobre la Cuenca de Veracruz

Las grandes profundidades en las que yacen las rocas del Jurásico Superior han impedido definir con claridad su potencial generador aunque considerando su importancia regional en el Golfo de México, es probable que los hidrocarburos que se extraen del Mesozoico de esta cuenca tengan relación genética con dichas rocas.

De acuerdo a cálculos indirectos de evolución térmica, las rocas del Jurásico Superior habrían ingresado a la ventana del petróleo durante el Paleoceno en la Plataforma de Córdoba y actualmente, se encontrarían al inicio de la metagénesis. Hacia el depocentro de la Cuenca de Veracruz, se considera que las condiciones de evolución térmica han sido severas para esta unidad.

Las secuencias arcillosas del Mioceno Inferior y Medio presentan intercalaciones de areniscas que producen gas y algo de condensado, cuyo origen no ha si-

do establecido. Los gradientes geotérmicos están claramente relacionados a la litología y espesores de la columna sedimentaria, de tal manera que hacia el centro de la Cuenca de Veracruz, donde predominan terrígenos terciarios, los gradientes varían de 20 a 24°C/km, mientras que hacia la Plataforma de Córdoba, el desarrollo de carbonatos y evaporitas provoca gradientes de 16 a 20°C/km.

CUENCA DEL SURESTE

Bajo el nombre de Cuenca del Sureste se incluye a las provincias terrestres mejor conocidas como Chiapas-Tabasco, Salina del Istmo y Macuspana, además de la parte marina conocida como Sonda de Campeche.

La Cuenca del Sureste constituye el área petrolera más importante de México con una extracción dia-

CUENCA DE VERACRUZ

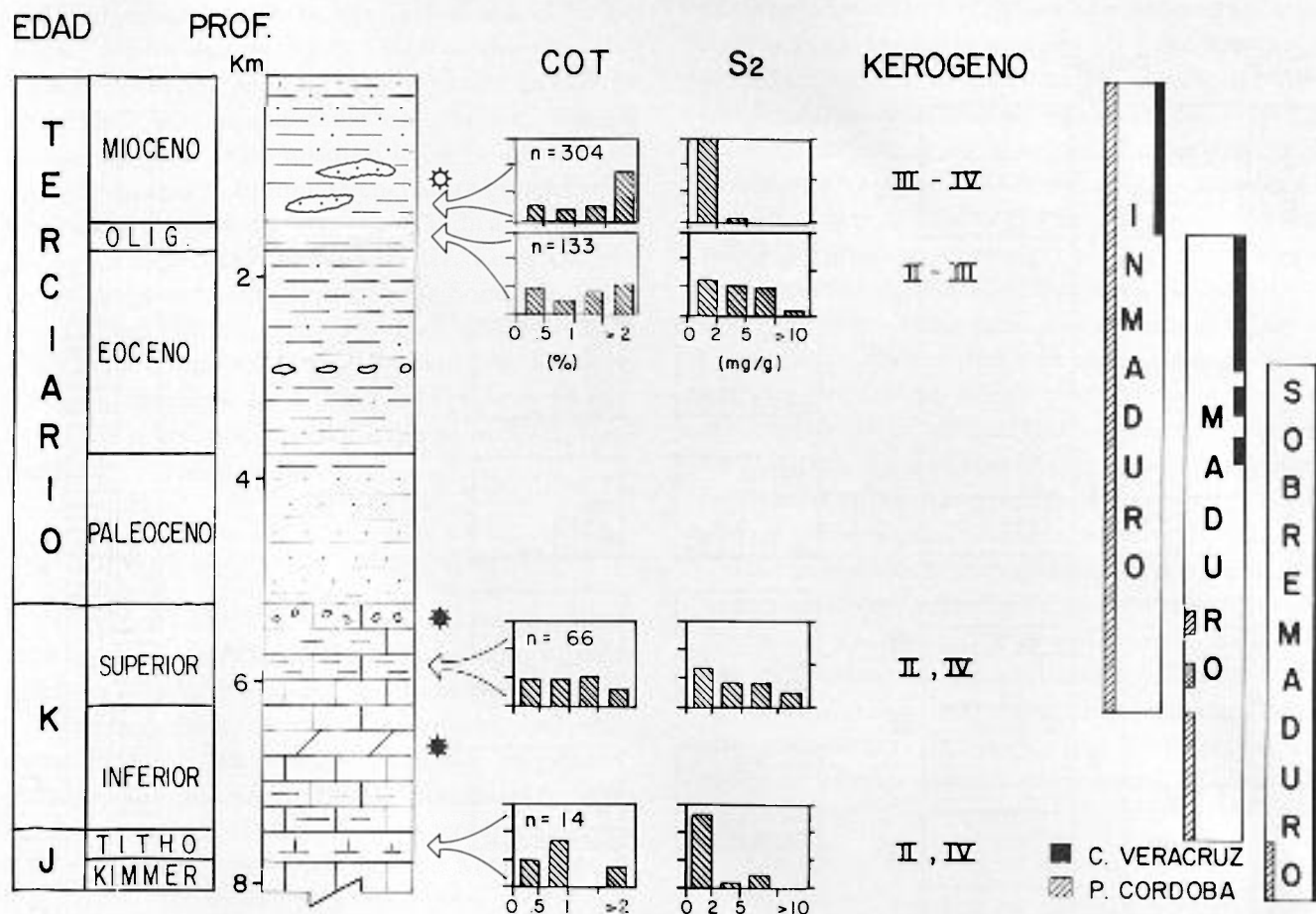


Fig. 9.— Características estratigráficas y geoquímicas regionales de la Cuenca de Veracruz (Tomada de González y Holguín, 1991).

ria de 2'414,379 de barriles, que constituyen el 96% de la producción diaria promedio de México. Esta cuenca contiene el 67% de los $10,565 \times 10^6 \text{ m}^3$ (66,450 millones de barriles, 1989) de reservas probadas nacionales. Su producción acumulada asciende a $1,934 \times 10^6 \text{ m}^3$ ($12,164.5 \times 10^6 \text{ bls}$) de crudo y a $543 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($19,169 \times 10^9 \text{ pies}^3$) de gas (Figs. 2 y 3). Aun cuando de esta cuenca se han explotado los yacimientos del Terciario desde principios de siglo, la producción acumulada se debe, principalmente, a la explotación de los campos de Chiapas-Tabasco, descubiertos en 1972 y de la Sonda de Campeche, en 1976.

La evaluación de 5,981 muestras analizadas por pirólisis y algunas de ellas por estudios ópticos por luz transmitida, permitió definir algunas unidades como generadoras de hidrocarburos, entre las que destacan por su alto contenido de carbono orgánico e hidrocarburos potenciales, en primer término, las del Ti-

thoniano y, en segundo, las del Eoceno Medio, Oligoceno Inferior y Mioceno Medio (Fig. 10).

Jurásico Superior

Las rocas del Jurásico Superior (Tithoniano) presentan valores de carbono orgánico que en su mayor parte superan el 1% y la cuarta parte de las muestras indica un potencial superior a 5 miligramos de hidrocarburos por gramo de roca. Los estudios químicos y ópticos demuestran que contienen kerógeno de tipos I y II, predominantemente. Están constituidas, principalmente, por calizas arcillosas negras y gris oscuro, depositadas sobre un mar abierto con condiciones anóxicas, durante una transgresión regional que se inició en el Jurásico Medio. Su espesor promedio es de 220 m.

CUENCA DEL SURESTE

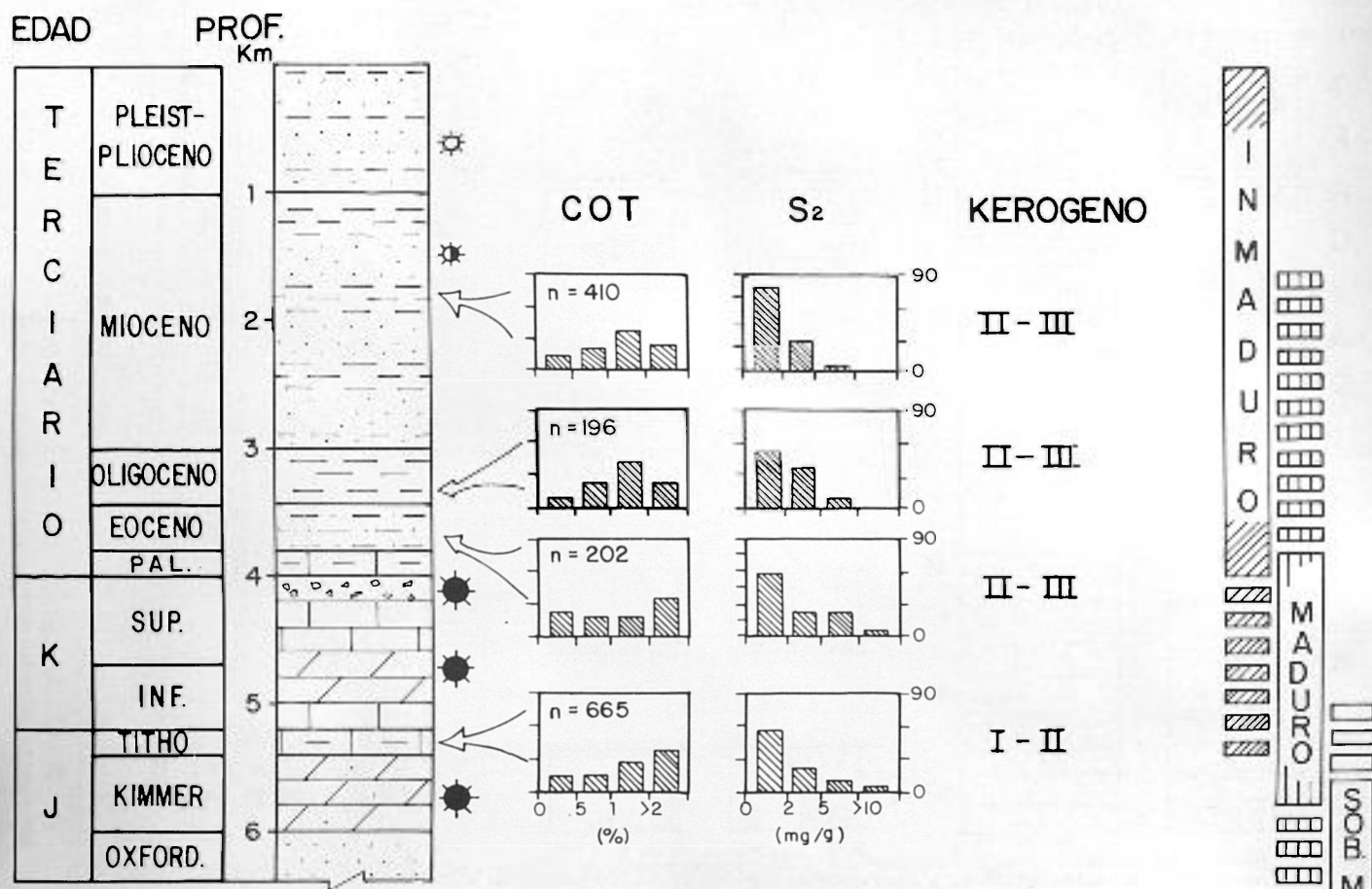


Fig. 10.— Características estratigráficas y geoquímicas regionales de la Cuenca del Sureste (Tomada de González y Holguín, 1991).

Actualmente, el Tithoniano se encuentra en condiciones de madurez en la mayor parte de la cuenca, aunque hacia el oriente, en la Plataforma de Yucatán, se torna inmaduro hasta su acuñaamiento echado arriba por el acortamiento de la columna sobrayacente, al igual que en un *graben* del Plioceno–Pleistoceno hacia el centro de la Sonda de Campeche. Hacia el sur, en las estribaciones de la Sierra de Chiapas, las condiciones de maduración se tornan severas por el fuerte sepultamiento que sufre la columna por una mayor sedimentación cretácica, además de que disminuye su potencial generador. Debido a su madurez, el Tithoniano presenta presiones anormalmente altas, principalmente en la Sonda de Campeche y en la parte norte de Chiapas–Tabasco, provocadas por la generación de hidrocarburos.

Eoceno Medio

De 202 muestras analizadas del Eoceno Medio, 113 contienen más del 1% de carbono orgánico y 48 generaron por pirólisis más de 5 mg de hidrocarburos por gramo de roca (Fig. 10), lo que indica que es potencialmente generador, pero su evolución térmica es aún inadecuada, ya que se encuentra inmadura prácticamente en toda el área, a excepción de las áreas con alto gradiente geotérmico y/o fuerte sepultamiento, como es el caso de la Provincia de Macuspana.

Las secuencias sedimentarias del Eoceno Medio se caracterizan, principalmente, por lutitas y lutitas bentónicas gris verdoso, calcáreas, depositadas durante una etapa regresiva regional que se inicia con el Terciario. Su espesor promedio es de 100 m y en ella predomina el kerógeno de tipo II.

Oligoceno Inferior

El Oligoceno Inferior es una unidad netamente arcillosa, constituida por lutita plástica gris, con valores superiores al 1 % de carbono orgánico en el 60 % de las 196 muestras analizadas y mayores a 2.5 mg/g de S_2 en el 48 % de las mismas, lo cual refleja su potencial generador, aunque se encuentra generalmente inmaduro. Los estudios ópticos indican la predominancia de kerógenos tipos II y III. Los espesores varían desde cero, en el centro de la Sonda de Campeche, hasta 400 m, al sur. Por su litología arcillosa y la rápida sedimentación subsecuente del Mioceno y Plio-Pleistoceno, las arcillas del Oligoceno y parte del Eoceno se encuentran, en la actualidad, fuertemente sobrepresionadas.

Mioceno Medio

El Mioceno Medio, aun cuando presenta valores altos de carbono orgánico (Fig. 10), no refleja un potencial generador importante según los valores de S_2 , debido a la fuerte influencia de material orgánico continental tipo III. Su evolución térmica, en general, es insuficiente, aunque en algunas localidades de fuerte sepultamiento y/o altos gradientes geotérmicos llega a estar maduro, como es el caso de Macuspana.

Conclusiones sobre la Cuenca del Sureste

Se tienen yacimientos de petróleo y gas en areniscas del Mioceno en las Provincias Salina y Macuspana, pero su origen no se ha establecido con seguridad, ya que existe la probabilidad de que algunos de ellos pudieran haber sido generados por las rocas del Jurásico Superior, aunque no se descarta, sobre todo en el caso del gas, una generación temprana a partir del kerógeno terciario.

Las rocas generadoras más importantes que se conocen en esta área y que han aportado la mayor cantidad del petróleo que de aquí se extrae, son las calizas arcillosas del Tithoniano, que por efectos de migración vertical hacia arriba o hacia abajo han rellenado las trampas del Kimmeridgiano, Cretácico Medio y brechas del Cretácico Superior-Paleoceno. Por tratarse de una cuenca de alta impedancia con fallamientos predominantemente subverticales, se propicia la migración vertical e imposibilita la migración lateral a grandes distancias (Fig. 11).

La lenta subsidencia que predominó durante el Cretácico, e incluso hasta el Oligoceno, permitió que las rocas generadoras del Tithoniano se mantuvieran latentes hasta que la rápida subsidencia y sedimentación del Mioceno y Plio-Pleistoceno las empujaron a temperaturas adecuadas para madurar (80–100°C), por lo que la generación de los aceites se produjo, principalmente, durante el Mioceno al Plio-Pleistoceno. Por otra parte, los bajos gradientes geotérmicos actuales que predominan en algunas áreas, permiten que se conserven hidrocarburos líquidos a profundidades superiores a seis kilómetros. El gradiente geotérmico promedio del área es de 23°C/km, aunque se tienen grandes extensiones donde predominan gradientes menores de 20°C/km y otras con gradientes mayores de 26°C/km. En las áreas frías se considera que profundidades superiores a 7,000 m no serán obstáculo para la preservación de hidrocarburos líquidos.

La conceptualización en tiempo y espacio que se tiene actualmente sobre los fenómenos de generación, migración y acumulación en esta cuenca, ha permitido discriminar las áreas no atractivas de las que sí tienen importancia petrolera, además de que con un alto grado de confiabilidad se ha podido pronosticar el tipo de hidrocarburos y su gravedad API, aún antes de iniciar la perforación.

CUENCA DE SABINAS

La Cuenca (o Golfo) de Sabinas es la única cuenca en explotación que no está situada en la Planicie Costera del Golfo de México. En ella se descubrió la presencia de gas seco en 1972, aunque en cantidades muy limitadas, ya que solamente contiene el 0.05 % de las reservas totales probadas del país. Está constituida por rocas sedimentarias del Mesozoico, de las cuales producen gas seco las del Jurásico Superior y Cretácico Inferior. Las más altas concentraciones de carbono orgánico (> 1 %) se conocen en las formaciones La Casita y Pimienta del Kimmeridgiano-Tithoniano y La Peña del Aptiano Superior. En segundo término, con concentraciones promedio entre 0.5 y 1 %, se encuentran las formaciones Eagle Ford del Turoniano y Upson del Campaniano. En esta cuenca, el potencial generador (S_2) es insignificante debido a la sobremadurez, especialmente de las rocas del Cretácico Inferior y más antiguas. Se considera que el gas de esta cuenca está genéticamente relacionado a las rocas del Jurásico Superior, las cuales

iniciaron la generación desde fines del Cretácico Inferior, cuando aún no existían trampas, y salieron de la ventana del petróleo a fines del Terciario. El hecho de que la generación anteceda a las trampas, indica que los primeros hidrocarburos se perdieron y sólo se preservó parte de los que se originaron en tiempos post-orogénicos, es decir, después del Paleoceno-Eoceno.

del Pozo Lacantún-1B contienen carbono orgánico entre 0.5 y 1% e hidrocarburos potenciales (S_2) ocasionalmente superiores a 1 mg/g, otorgándoles cierto potencial generador, pero no muy importante. La ausencia de Jurásico marino, en esta localidad, no da lugar a suponer que la generación provenga de dichas rocas, como en el área cercana de la Cuenca del

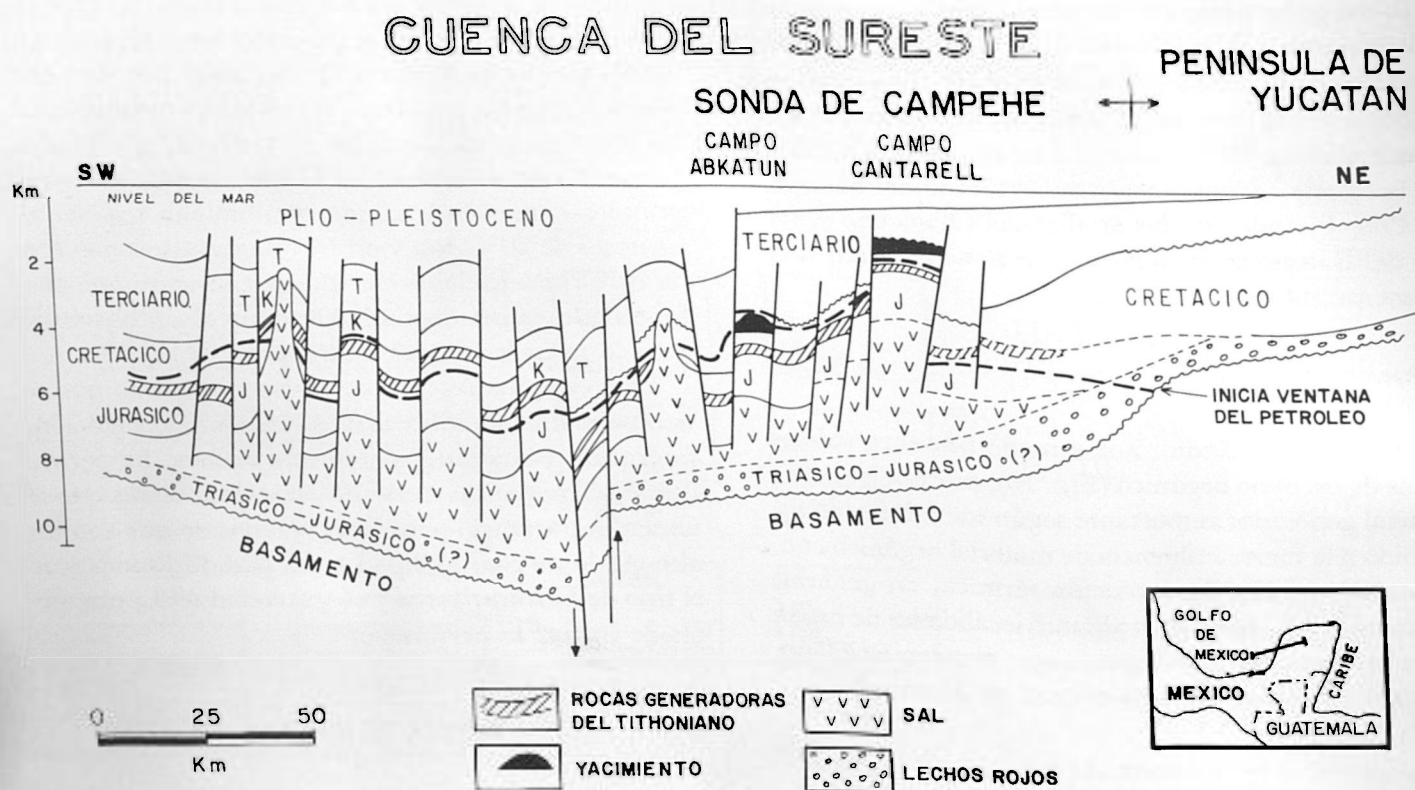


Fig. 11.— Sección transversal esquemática y condiciones de madurez de la Cuenca del Sureste (Tomada de González y Holguín, 1991).

CUENCA DE LA SIERRA DE CHIAPAS

La Sierra de Chipas es la provincia petrolífera más recientemente descubierta en México. En 1986 se descubrió el Campo Nazareth de gas y condensado, en una secuencia calcáreo evaporítica del Cretácico Inferior. Más tarde, en 1990, se descubrió la presencia de aceite en el Campo Lacantún, en litologías semejantes, pero del Cretácico Medio (Albiano-Cenomaniano).

Los análisis geoquímicos realizados en la secuencia de anhidritas, dolomías y calizas ligeramente arcillosas de estos yacimientos y de otros pozos aledaños, no han permitido establecer sólidamente la presencia de rocas generadoras, aunque algunas muestras

Sureste, sino que la presupone relacionada a las mismas facies lagunares y de supremareja del Cretácico. Los estudios de biomarcadores confirman que el aceite y condensado provienen de una secuencia evaporítica (Philp, comunicación verbal) aun cuando no se ha establecido una correlación roca-aceite. De esto se deduce que los delgados horizontes calcáreos, ligeramente arcillosos, encajonados entre las anhidritas, son los mismos generadores de los productos que almacenan.

CUENCA DEL GOLFO DE CALIFORNIA

La Cuenca del Golfo de California, producto del *rift* que separa la Península de Baja California, aloja se-

dimentos terrígenos arcillo-arenosos del Mioceno al Reciente, cuyo espesor supera los 5,000 metros. En el Pozo Extremeño-1, único clasificado como productor, se estableció un flujo de 6.2 millones de pies cúbicos diarios de gas y 130 barriles de condensado en arenas del Pleistoceno-Reciente(?). Los estudios geoquímicos han definido la presencia de rocas generadoras entre las lutitas del Mioceno, supuestamente predecesoras de dichos hidrocarburos, los cuales se originaron, recientemente, por el fuerte sepultamiento y los altos gradientes geotérmicos, superiores a 30°C/km y que llegan a alcanzar los 70°C/km en las zonas de apertura. En general, se considera que las condiciones adecuadas para la generación están restringidas a los puntos calientes relacionados a dichas zonas de apertura.

CUENCAS DE CHIHUAHUA Y TLAXIACO

En las cuencas de Chihuahua y Tlaxiaco se conocen manifestaciones superficiales y de subsuelo, no comerciales de hidrocarburos, por lo que se encuentran actualmente en exploración. Las evidencias preliminares apuntan hacia las rocas generadoras como un factor crítico para la presencia de algún yacimiento, siendo el Jurásico Superior el más favorable, pero que en Chihuahua se encuentra sobremaduro, mientras que en Tlaxiaco se mantiene en condiciones de madurez. El Aptiano Superior (Formación La Peña) en la Cuenca de Chihuahua, es otra unidad que por su madurez y contenido orgánico, en ciertas áreas, se ha catalogado como generadora, por lo que la exploración a últimas fechas se ha enfocado con este objetivo.

CONCLUSIONES

Las rocas generadoras más importantes y más ampliamente distribuidas de México corresponden a calizas arcillosas y lutitas calcáreas marinas de ambientes restringidos del Jurásico Superior, propiciados por la apertura del Golfo de México.

Aparentemente, la mayoría de los yacimientos de petróleo del Mesozoico están relacionados genéticamente con rocas del Jurásico Superior, especialmente del Tithoniano.

Algunos yacimientos del Terciario provienen también de rocas generadoras del Jurásico Superior, aunque se considera que algunos de ellos pudieran provenir de las mismas lutitas terciarias encajonantes.

Pemex está iniciando estudios sistemáticos con apoyo de biomarcadores, isótopos y otras técnicas analíticas e interpretativas, que seguramente permitirán establecer con precisión el origen de los hidrocarburos, lo que redundará en una exploración más eficiente del territorio mexicano.

BIBLIOGRAFIA

- Alemán, L.A., 1987, Interpretación Geoquímica del Prospecto Huauchinango-Huayacocotla: Pemex, Informe PRIIGQ-004/86, 58 p. (Inédito).
- Arrendondo, M.C., 1973, Las Rocas Generadoras del Jurásico (Formación Santiago) de la Región Tampico-Misantla (México): Tesis Doctoral, Facultad de Geología, Univ. M.V. Lomonosov, Moscú. URSS, 80 p. (en ruso).
- Bello, M.R., Rosales, E.C. y Sánchez, V.M., 1986, Estudio Geoquímico en Muestras de Aceite y Roca de los Campos del Area Comalcalco-Villahermosa (etapa-1): Inst. Mex. del Petróleo, Proyecto C-3019, 53 p. (Inédito).
- Bertrand, C.C., Carrillo, T., Castrejón, S., Santillán, A. y León, C., 1982, Estudio Geoquímico de 29 Aceites de la Sonda de Campeche: Inst. Mex. del Petróleo, Proyecto C-1126 (Inédito).
- Cal y Mayor, C.J.M., 1987, Potencial Generador de Hidrocarburos del Jurásico en la Sonda de Campeche: Bol. Asoc. Mex. de Ingenieros Petroleros, vol. XXVII, No. 5, p. 10-20.
- Clara, V.L. y Ortega, I., 1985, Integración e Interpretación Geológico-Geoquímica del Prospecto Malpaso: Pemex, Informe IGQZS-1016, 81 p. (Inédito).
- Cuevas, L.J.A., 1984, Análisis de Subsistencia e Historia Térmica en la Cuenca de Sabinas: Bol. Asoc. Mex. de Geólogos Petroleros, vol. XXXVI, No. 2, p. 56-100 (Publicado en enero de 1988).
- Cuevas, L.J.A., 1985, Analysis of Subsidence and Thermal History in the Sabinas Basin, Northeastern Mexico. M. Sc. Degree Thesis, University of Arizona, USA, 81 p.
- Echanove, E.O., 1986, Geología Petrolera de la Cuenca de Burgos: Bol. Asoc. Mex. de Geólogos Petroleros, vol. XXXVIII, No. 1, p. 3-74 (Publicado en septiembre de 1988).
- Fuentes, P.F., 1989, Integración e Interpretación Geoquímica; Prospecto Plataforma de Córdoba: Pemex, Informe IPRGQ-009-88, 93 p. (Inédito).
- Geochem Lab. Inc., 1980, Estudio de Correlación entre Aceite Crudo y Rocas Generadoras de Hidrocarburos, Area Tampico, México; para Pemex (Inédito).
- González, G.R., 1976, Bosquejo Geológico de la Zona Noreste: Bol. Asoc. Mex. de Geólogos Petroleros, vol. XXVIII, Nos. 1 y 2, p. 1-49.
- González G.R. y Holguín Q.N., 1991, Geology of the Source Rocks of Mexico. Source-Rock Geology, in XIII World Petroleum Congress, Topic 2, Forum with Posters, p. 1-10, Buenos Aires, Argentina.
- Guzmán, V.M., 1986, Interpretación Geoquímica del Subsuelo en la Planicie Costera y Plataforma Continental de la Zona Norte: Inst. Mex. del Petróleo, Proyecto C-3018, 104 p. (Inédito).
- Holguín, Q.N., 1981, Estudio Geoquímico de Hidrocarburos y Rocas de la Cuenca Terciaria de Veracruz y Plataforma Mesozoica de Córdoba: Inst. Mex. del Petróleo, Proyecto C-1091 (Inédito).
- Holguín, Q.N., 1985, Evaluación Geoquímica del Sureste de México: Bol. Asoc. Mex. Geól. Petroleros, vol. XXXVII, No. 1, p. 3-48 (Publicado en mayo de 1988).
- Holguín, Q.N., 1987, Evaluación Geoquímica del Sureste de México: Pemex, Informe IGQ-ZSE-923, 62 p. (Inédito).
- Holguín, Q.N. y Romero, M.A., 1982, Estudio Geoquímico de Hidro-

- carburos y Rocas de la Porción Sur de la Cuenca Terciaria de Veracruz y Plataforma de Córdoba: Inst. Mex. del Petróleo, Proyecto C-1121, 60 p. (Inédito).
- Holguín, Q.N. y Romero, M.A., 1983, Estudio Geoquímico de Pozos de Exploración en la Sonda de Campeche—Plataforma de Yucatán: Inst. Mex. del Petróleo, Proyecto C-1142, 60 p. (Inédito).
- Illich, H.A., Haney, F.R. and Graf, H., 1978, Geochemistry of Twenty Miocene Oils. El Plan—Agua Dulce Study: Sunmark Exploration Company, para Pemex (Inédito).
- Limón, G.M., 1986, Evaluación Geológico—Geoquímica de la Provincia de Chihuahua: Bol. Asoc. Mex. de Geólogos Petroleros, vol. XXXVIII, No. 2. p. 3-58 (Publicado en julio de 1989).
- Pemex, 1989, Memoria de Labores, 279 p.
- Pemex, 1990, Anuario Estadístico, 59 p.
- Pruitt, I.D. and Illich, H.A., 1979, Geochemistry of Sixteen, Cretaceous Oils, Villahermosa Area of Southern Mexico: Sunmark Exploration Company, para Pemex (Inédito).
- Quezada, M.J.M. y Sarmiento, B.R., 1987, Estratigrafía de la República Mexicana. Mesozoico: Pemex, 255 p. (Inédito).
- Quezada, M.J.M. y Sarmiento, B.R., 1987, Estratigrafía de la República Mexicana. Cenozoico: Pemex, 160 p. (Inédito).
- Romero, I.A. y Holguín, Q.N., 1984a, Estudio Geoquímico en Muestras de Aceite y Roca de los Campos de Macuspana: Inst. Mex. del Petróleo, Proyecto C-1159, 31 p. (Inédito).
- Romero, I.A. y Holguín Q.N., 1984b, Estudio Geoquímico en Muestras de Aceite y Roca de los Campos de la Cuenca Salina del Istmo: Inst. Mex. del Petróleo, Proyecto C-1158, 48 p. (Inédito).
- Romero, I.A. y Fricaud, L., 1985, Estudio Geoquímico en Muestras de Aceite y Roca del Area Chicontepec, Ver.: Inst. Mex. del Petróleo, Proyecto C-3008, 59 p. (Inédito).
- Romero, I.A., Ortega, G. y Fricaud, L., 1985, Estudio Geoquímico de Muestras de Aceite y Roca del Area de Ebano—Altamina—La Laja: Inst. Mex. del Petróleo, Proyecto C-3007, 87 p. (Inédito).
- Saénz, G., Bertrand, C.C. y Roucache, J., 1978, Estudio Geoquímico de la Cuenca de Chiapas—Reforma, México: Inst. Mex. del Petróleo, 73 p. (Inédito).
- Santiago, A.J., Carrillo, B.J. y Martell, B., 1984, Geología Petrolera de México, in Shlumberger (Editor), Evaluación de Formaciones en México, p. 1-36.
- Shell Oil Co., 1983, Golden Lane Area, Mexico Source Rock Study, para Pemex (Inédito).
- Van Delinder, D.G. y Holguín, Q.N., 1980, Estudio Geoquímico de las Rocas Generadoras de Hidrocarburos de la Cuenca de Sabinas: Geochem Labs. para Pemex, Informe NEM-1918 (Inédito).
- Vera, M.A., 1984, Interpretación Geológico—Geoquímica del Prospecto Córdoba—Privilegio: Pemex, Informe PRIIGQ-001-84, 20 p. (Inédito).
- Vera, M.A., 1986, Evaluación Geoquímica de la Cuenca Cenozoica de Veracruz. Prospecto Jalapa—Novillero: Pemex, Informe IGQPR-03, 41 p. (Inédito).
- Worldwide Geosciences, Inc., 1988, Petroleum Geochemical Study of Mexican Oils and Source Rocks: Tampico Embayment oils, 177 p. (Inédito).

Manuscrito recibido por la Asociación: febrero 6, 1992.

Manuscrito revisado y recibido: abril 8, 1992.

Manuscrito aceptado: mayo 18, 1992.