

SIMPOSIO
"EXPLORACION PETROLERA
EN LAS CUENCAS SUBANDINAS
DE VENEZUELA, COLOMBIA, ECUADOR Y PERU"

BOGOTA, COLOMBIA
Agosto 18, 19 y 20, 1982

GEOLOGIA PETROLERA DEL FLANCO NORTE DE LA SUBCUENCA DE
MATURIN, VENEZUELA ORIENTAL.

UNA SINTESIS

por

Mariato Castro Mora

y

Lucas G. Zamora

Departamento de Geología
LAGOVEN, S.A.
Filial de Petróleos de Venezuela, S.A.
Caracas, Venezuela

RESUMEN

El flanco norte de la Subcuenca de Maturín, en la Cuenca de Venezuela Oriental, ofrece un reto a los esfuerzos de exploración hidrocarburífera que la industria petrolera venezolana adelanta en la actualidad.

Dicho flanco comenzó a existir como tal desde fines del Cretáceo o comienzos del Paleoceno y el surco estuvo entonces situado posiblemente a la altura de la Isla de Margarita. Sucesivas pulsaciones orogénicas causaron el desplazamiento del flanco hacia el sur, hasta darle a la subcuenca su forma actual.

El estilo estructural de las rocas del Terciario temprano y más viejas es del tipo francamente compresional, con pliegues volcados, fallas inversas de gran desplazamiento, posiblemente corrimientos, y fallas transcurrentes de escala regional.

En la historia geológica de dicha provincia se reconocen dos períodos tectónico-sedimentarios principales : uno de quietud, posiblemente hasta fines del Cretáceo o comienzos del Paleoceno y otro orogénico hasta el Reciente.

Es una provincia petrolífera de gran variedad de tipos de acumulaciones, tanto estratigráficas como estructurales, con sellos tanto litológicos como de asfalto, y de hidrocarburos que van desde gas y condensado hasta petróleos pesados y extrapesados. Se postulan en la actualidad rocas madres en la secuencia del Cretáceo y en la del Terciario superior. Las rocas yacimiento de la provincia son de una gran variedad y van desde calizas y lutitas fracturadas en el Cretáceo, hasta areniscas y conglomerados en el Terciario. Se presume la existencia de múltiples vías de migración, tanto de naturaleza estructural como estratigráfica.

En el trabajo se definen los objetivos exploratorios que persigue la industria petrolera venezolana en esta provincia.

1. INTRODUCCION

La cuenca petrolífera de Venezuela Oriental, situada entre la faja orogénica de la cordillera de la Costa del norte de Venezuela y el cratón de Guayana al sur se divide en dos subcuencas (veáse la fig. 1): la subcuenca de Guárico hacia el oeste y la subcuenca de Maturín al este.

Esta subdivisión es considerada de naturaleza más bien práctica que sedimentológica por algunos autores. Sin embargo a partir del Mioceno Inferior, cuando el frente de montaña oriental ya se ha desplazado hacia el sur hasta lo que hoy es tierra firme venezolana, la proximidad de esta fuente de sedimentos, y el efecto de la orogénesis deja su sello en los depósitos resultantes. De modo que en el área objeto de este artículo se origina una provincia sedimentaria distinta. Es de hacer notar que ya para el Paleoceno el frente de montaña ocupaba una posición al norte de lo que hoy se conoce como subcuenca del Guárico, con sedimentación de tipo flysch, y calizas arrecifales hacia el borde norte, mientras que en el área que nos ocupa se depositaban lutitas marinas que van desde ambiente nerítico hasta batial.

Este desfase en la llegada del frente de montaña y su influencia en los sedimentos de las dos regiones dio origen a la formación de dos provincias diferentes por lo menos en el flanco norte de la cuenca de Venezuela Oriental.

El flanco norte de la subcuenca de Maturín, objeto del presente trabajo, es una provincia petrolífera y gasífera cuya importancia puede medirse por la magnitud de las reservas descubiertas desde el nacimiento de la industria petrolera en Venezuela, $1,2 \times 10^9$ barriles de petróleo y 925×10^9 pies cúbicos de gas no asociado, así como por las expectativas de descubrimientos para el futuro.

El presente trabajo, de índole informativa general, es el resultado de la recopilación de información y conclusiones de diversos autores e incluye algunas hipótesis y creencias de los autores y de otros colegas estudiosos del tema. En aras de la brevedad hemos restringido las descripciones estratigráficas y los cortes geológicos a la región del Estado Monagas (Figuras 1 y 2), sin extendernos hacia las áreas de transición a la subcuenca de Guárico al oeste ni hacia la provincia del Golfo de Paria y Trinidad al este. Solo incluimos, en partes de la descripción, el flanco sur de la subcuenca de Maturín por considerarlo indispensable para la mejor visualización de la geología petrolera del flanco norte. Hemos excluido discusiones sobre tectónica de

placas y su efecto en la evolución de la cuenca, por que consideramos el tema de tanta importancia y complejidad que merece atención aparte.

2. HISTORIA GEOLOGICA

2.1. Cretáceo

Desde comienzos del Cretáceo hasta el Paleoceno, los sedimentos constituidos por clásticos continentales y carbonatos bioclásticos y biogénicos se depositaron en una secuencia transgresiva hacia el cratón de Guayana al sur. La transgresión es típicamente oscilante con un período progradacional durante el Maestrichiense.

En la figura 3, se observan las relaciones estratigráficas de las diferentes unidades depositadas en este período. La transgresión comienza a más tardar a fines del Neocomiense, depositándose fundamentalmente los sedimentos de tipo continental de la Formación Canoa, solamente identificados hasta el momento en el subsuelo meridional de la cuenca. (Ver figuras 4 y 5).

Sobre ellos, y a medida que los mares invadían, se depositó una secuencia de clásticos y carbonatos cada vez más marinos, hasta que para el tiempo Turoniense a Santoniense, con las formaciones Querecual y San Antonio, la transgresión alcanzó su máxima extensión. (Figura 6).

Durante el Maestrichiense, en un período de subsidencia lenta, el influjo de sedimentos fue suficiente para permitir que la costa progradara hacia el norte, depositándose en la provincia que nos ocupa la Formación San Juan, de ambiente fluvio-deltaico y litoral. (Figura 7).

Al acelerarse el hundimiento, o quizás al disminuir el influjo de sedimentos a la región, se reanuda a fines del Cretáceo la transgresión depositándose los sedimentos finos de la Formación Vidoño, fundamentalmente lutíticos y de ambiente nerítico exterior sobre los sedimentos menos marinos de San Juan. (Figura 7).

Durante el Cretáceo tenemos una sola fuente de sedimentos, el cratón de Guayana, zona persistentemente positiva para esa época. Esto queda evidenciado por el tipo de clásticos depositados, areniscas cuarzosas, de grano subredondeado, con alta esfericidad, lo que indica una fuente lejana de aporte de sedimentos.

El primer indicio de restricción de la cuenca está

representado por la regresión a fines del Maestrichiense, con la posible aparición de un flanco septentrional volcánico y metamórfico situado al norte de la Isla de Margarita.

2.2 Paleoceno

La transgresión se reanuda durante el Paleoceno y los mares de la Formación Vidoño cubren toda el área alcanzando su máxima extensión. La cuenca comienza a tomar la forma asimétrica que la caracteriza.

La cuenca estaba separada de los mares al norte y comienza un nuevo período tectónico sedimentario evidenciado en la litología de la Formación Caratas por la presencia de areniscas cuarzosas y sublitarenitas de grano subangular a subredondeado, de baja esfericidad, pobre escogimiento y feldespatos en un porcentaje que varía de 10 a 15%, y la presencia de wacas y grauwacas, lo que nos indica una fuente adicional de sedimentos, posiblemente al norte y al noroeste del área de este trabajo.

2.3. Eoceno

Durante el Eoceno Inferior el hundimiento se hizo más lento, permitiendo la progradación de la costa en general hacia el norte, mientras continuaba depositándose la Formación Caratas en la cuenca.

Para el Eoceno Medio, posiblemente había rocas metamórficas levantadas relativamente próximas hacia el norte aportando parcialmente sedimentos a la provincia estudiada y comenzaron a retirarse las aguas con el resultado de que sólo en algunas depresiones sedimentarias no rellenadas antes se depositaron y preservaron sedimentos del Eoceno Superior. (Figura 8).

El levantamiento general de toda la región durante el Eoceno Superior, causa la erosión de grandes volúmenes de sedimentos del Cretáceo Superior, del Paleoceno y posiblemente del Eoceno en el flanco sur de la cuenca.

2.4 Oligoceno (Figura 10)

Los mares invaden la región hacia el sur durante el Oligoceno Medio, dejando en la parte central del área que nos ocupa una secuencia transgresiva que comienza con los clásticos gruesos basales posiblemente fluviales y fluvio-litorales de la Formación Los Jabillos y continúa con lutitas y limolitas de ambiente nerítico de la Formación Areo, y las lutitas de la Formación Carapita, francamente

marinas. Hacia el oeste del área objeto de esta síntesis, se desarrolla a expensas de la porción inferior de la Formación Carapita y la superior de la Formación Areo, una secuencia más arenosa y de ambiente fluvio-costero, conocida como Formación Naricual, en una plataforma construida por la acumulación mayor de sedimentos.

Desde fines del Eoceno al Oligoceno Superior existieron levantamientos diferenciales que en algunas partes dejaron cuencas pequeñas.

2.5 Mioceno

Durante el Mioceno Inferior, (Figura 11) continúan las condiciones de sedimentación de mar abierto, depositándose casi enteramente lutitas oscuras, con alto contenido de foraminíferos de la Formación Carapita, reconocida como una de las unidades stratigráficas de mayor espesor y extensión en Venezuela Oriental, (Figura 9). La presencia de depósitos turbidíticos y de clásticos gruesos dentro de la formación evidencian las pulsaciones del levantamiento de la serranía del Interior Oriental de Venezuela.

En el Mioceno Medio (Figura 12); ya la cordillera al norte estaba levantada y ocurrieron movimientos eustáticos que siguieron durante todo el resto del Mioceno. La Formación Carapita representa la invasión iniciada en el Oligoceno y la subsiguiente retirada del mar hacia el Mioceno Superior, con migración del eje de la cuenca hacia el sur a lo largo del tiempo.

La cuenca se continuó rellenando con sedimentos de ambiente fluvio-deltaico, caracterizado por la alternancia de areniscas y lutitas de frente deltaico de la Formación La Pica. (Figura 13).

2.6 Plioceno

Durante el Plioceno (Figura 14), se depositan los sedimentos de textura fina de ambiente fluvio-deltaico de la Formación Las Piedras, que hacia el este y localmente cambian a clásticos gruesos y conglomeráticos de ambiente continental a piemontino de la Formación Quiriquire. La fuente de sedimentos fue la serranía situada al norte; los ríos depositaron su carga clástica mal escogida, formando una secuencia interdigitada de abanico aluvional, acumulada discordantemente sobre capas erosionadas y plegadas del Mioceno al Cretáceo.

2.7 Pleistoceno

Durante el Pleistoceno el ambiente de sedimentación es del tipo fluvio-deltaico y paludal resultado de un extenso delta que avanzaba hacia el este en la misma forma que avanza hoy en día el delta del Orinoco.

Los sedimentos de la Formación Mesa están constituidos por arenas de grano grueso y forman extensas mesas fisiográficas características de la parte oriental del área estudiada.

3. GEOLOGIA ESTRUCTURAL

El estilo estructural de la provincia es del tipo compresional (Figura 15) con pliegues volcados, fallas inversas de gran desplazamiento, con corrimientos y fallas transcurrentes de escala regional, todo esto como resultado del empuje relativo de la placa del Caribe contra la de América del Sur.

La deformación es más intensa en las rocas de edades anteriores al Mioceno Medio que en las más recientes. Esto, junto con la abundancia en número de las discordancias que desaparecen hacia el sur en la secuencia del Terciario joven permite situar la llegada del frente de montaña a la provincia aproximadamente en el Mioceno Medio.

En la Figura 17, se muestra un corte norte-sur de la zona en estudio donde se destaca la serranía del Interior Oriental en la parte norte. En el modelo podemos observar que los volcamientos y corrimientos son más abundantes en el flanco sur de la serranía que en el norte. El plegamiento muestra zonas donde predominan los pliegues abiertos con plano axial vertical que pasan a veces violentamente a zonas volcadas y de corrimientos; otras veces es más transicional por volcamiento gradual de los anticlinales. Las zonas volcadas del flanco sur de la serranía son a menudo largas y paralelas o subparalelas al rumbo N 70° E.

El plegamiento se inició posiblemente en el Oligoceno tardío, cuando la placa del Caribe se desplazó relativamente hacia el sur, en un proceso que quizás había comenzado ya en el Cretácico, capaz de producir la compresión norte-sur, de las rocas y sedimentos de la provincia.

La compresión, esencialmente norte-sur, produjo el acortamiento necesario para acentuar el plegamiento y producir volcamiento en la misma dirección del empuje. Durante este período algunas de las antiguas fallas normales fueron igualmente volcadas, para convertirse en fallas inversas de ángulo alto y posteriormente quizás en verdaderos sistemas

de rampas y corrimientos. El mismo desplazamiento hacia el sur produjo fracturas de cizallamiento con rumbo aproximadamente N 65° O.

El anticlinorio presenta declive general hacia el oeste, que parece acentuarse cuando las estructuras se acercan al lado oriental de las fallas transcurrentes mayores, San Francisco y Urica, siendo la primera una falla que se inicia al norte de Cumanacoa, en rocas del Cretáceo plegadas isoclinalmente, y que atraviesa el sistema de fallas de Agua Blanca y entra al sector intensamente plegado, cerca del borde sur de la cordillera del Interior Oriental de Venezuela. El plano de falla es esencialmente vertical y persiste prácticamente hasta el campo de Quiriquire, donde se inclina, buza hacia el norte y se confunde con los corrimientos de Pirital, (GONZALEZ DE JUANA etc., 1980).

La falla de Urica es un alineamiento transcurrente que se distingue desde la zona petrolera de Tacat, fronteriza entre los Estados Anzoátegui y Monagas, y que sigue hacia el noroeste. Se identifican varias fallas inversas de rumbo este-oeste que llegan hasta la falla de Urica, donde se observa una extrema complejidad estructural, resultante de la coexistencia de las fallas mencionadas con las fallas del sistema de rasgadura de Urica.

Durante el Mioceno, una serie de levantamientos espasmódicos están marcados por gruesos intervalos conglomeráticos. Renovados empujes con una fuerte componente casi norte-sur, ocasionan grandes líneas de sobrecorrimientos hacia el sur como los son las fallas inversas de Pirital y Anaco y que deben su existencia a empujes procedentes del noroeste, dirigidos hacia el borde estable del escudo de Guayana como elemento resistente, (GONZALEZ DE JUANA et al., 1980).

Hacia el centro del Estado Monagas se encuentra una franja diapírica regional, paralela al frente de la serranía del Interior Oriental y que se extiende desde Maturín hasta el sur de Trinidad, pasando por el área de Pedernales.

4. GEOLOGIA PETROLERA

4.1. Rocas Generadoras

A continuación se enumeran las posibles rocas madre de la provincia, con algunos comentarios basados principalmente en los estudios geoquímicos realizados en 1980 por INTEVEP y BEICIP. Debe aclararse que estos estudios no están completos en lo que se refiere al flanco Norte de la subcuenca de Maturín debido a que sólo se analizaron muestras de tres pozos en dicho flanco y además no se estudiaron muestras de las Formaciones El Cantil y La Pica.

- 1.- Fm. Barranquín(Cretáceo). En una de tres muestras de un sólo pozo demostró suficiente contenido orgánico del tipo marino y buen potencial generador, así como madurez suficiente para haber generado petróleo.
- 2.- Fm. El Cantil(Cretáceo). Sus facies más marinas y arcillosas se interpretan como posible roca madre de petróleo.
- 3.- Fm. Chimana(Cretáceo). En cinco muestras tomadas en un solo pozo se encontró un contenido de materia orgánica sumamente bajo sin potencial petrolero.
- 4.- Fm. Querecual(Cretáceo). Se considera como la principal roca generadora de hidrocarburos en la secuencia del Cretáceo. En diez muestras tomadas en dos pozos dió excelente potencial generador, habiéndose determinado además que alcanzó allí la madurez suficiente para haber generado petróleo. La materia orgánica en ella es del tipo marino.
- 5.- Fm. San Antonio(Cretáceo) En su facies marina se considera de potencial medio para generación de petróleo. Mostró, en dos pozos estudiados, haber alcanzado madurez alta.
- 6.- Fm. San Juan(Cretáceo-Paleoceno) Con bajo potencial de generación en la única muestra analizada, puede haber generado algo de gas y condensado. Mostró contener sólo materia orgánica del tipo terrígeno y haber estado en la ventana de petróleo.
- 7.- Fm. Vidoño(Cretáceo-Paleoceno-Eoceno) Se considera también como roca fundamentalmente generadora de gas y condensado con el potencial moderado y madurez media. Fue estudiada en una sola muestra.

- 8.- Fm. Caratas (Eoceno). En una muestra analizada mostró potencial generador pobre y materia orgánica del tipo terrígeno.
- 9.- Fms. Los Jabillos. Areo y Naricual, (Grupo Mercure.; Oligoceno-Mioceno). Muestras tomadas en tres pozos del extremo oeste del flanco norte de la subcuenca de Maturín evidenciaron que poseen potencial de generación moderado y que llegaron a alcanzar madurez suficiente.
- 10.- Fm. Carapita (Oligoceno-Mioceno) Las muestras analizadas de tres pozos provienen de la facies menos marinas y muestran alto contenido de materia orgánica del tipo terrígeno, con potencial bajo de generación. Sin embargo, dado el gran volumen de facies más marinas que se interpreta presente en el área a gran profundidad hacia el eje actual de la cuenca, y que no está representado en estos análisis, se mantiene aquí que esta formación generó la mayor parte del petróleo almacenado en las rocas del Terciario y en algunas del Cretáceo cerca de la discordancia pre-La Pica/Las Piedras.
- 11.- Fm. La Pica (Mioceno). Se interpreta como generadora principalmente de gas con potencial moderado por estar en su mayor parte constituida por depósitos fundamentalmente de frente deltaico que deben ser ricos en materia orgánica terrígena.
- 12.- Fms. Las Piedras y Mesa. (Plioceno-Pleistoceno). Constituyen la cubierta final del relleno de la cuenca y sólo han sido analizadas en cinco pozos del flanco sur, donde mostraron alto potencial de generación, especialmente en las secciones más ligníticas. Sin embargo el escaso soterramiento les permitió alcanzar apenas un grado muy débil de madurez térmica.

4.2. Génesis y Migración

Las rocas del Cretáceo, posiblemente ya para el Eoceno Superior habían generado volúmenes sustanciales de petróleo, el cual si no quedó almacenado en trampas estratigráficas, migró hacia el sur a lo largo de las facies arenosas más continuas, hacia las secuencias transgresivas basales cretáceas y a lo largo de éstas hasta perderse en la atmósfera en la penillanura pre-oligocena (Figura 16).

A medida que transcurre la transgresión iniciada en el Oligoceno, continúa el proceso de migración de la mayor parte de los petróleos del Cretáceo, dado que aparentemente para ese tiempo todavía no existían trampas estructurales importantes que lo detuvieran y quizás pudo cruzar la discordancia pre-Oligoceno alojándose en las secciones arenosas basales transgresivas y dirigiéndose cuenca arriba hacia lo que hoy en día es la Faja Petrolífera del Orinoco al sur.

Los resultados de las investigaciones recientes, efectuadas por equipos de geoquímicos de Beicip e Intevep, aunque aún incompletas, permiten suponer que todas las rocas madre del Cretáceo y del Terciario temprano han pasado por la ventana de petróleo; situación diferente a la de las rocas madres oligocenas y más jóvenes, parte de las cuales aún está inmadura tanto en el centro como en los flancos de la cuenca.

Si bien la mayor parte del petróleo generado en rocas del Cretáceo habría migrado flanco arriba hacia el sur, se estima como muy probable la existencia de acumulaciones, quizá sobremaduras, de hidrocarburos en trampas estratigráficas.

Al producirse la orogénesis en el flanco norte de la subcuenca de Maturín muchas de estas acumulaciones habrían sido transportadas tectónicamente hacia el sur. Parte de los hidrocarburos habrían migrado por zonas de fracturas o de fallas tensionales alojándose en rocas yacimiento de cualquier tipo a niveles superiores.

El hecho de que las facies generadoras de la Formación Las Piedras muestren una madurez débil, permite suponer que rocas madres de la Formación La Pica y la mayor parte, si no toda la facies francamente marinas de las Formaciones Carapita y sus equivalentes laterales, Oficina y quizás Freites habrían generado volúmenes grandes de petróleo, que se distribuyó hacia los flancos de la cuenca actual. (Figura 17).

La generación de petróleo por la Formación Carapita está evidenciada por la existencia de acumulaciones en las areniscas marinas profundas del miembro Chapapotal, sin comunicación aparente con rocas madres cretáceas.

Es fácil imaginar, según el modelo de la Figura 17, petróleo generado en las facies marinas del Terciario joven, alimentando a través de la discordancia, a rocas yacimiento

del Terciario temprano y del Cretáceo tardío hacia el Norte, dondequiera que estas estén en contacto discordante.

Las discordancias "frontales", resultado de la intensa actividad orogénica del Terciario tardío, deben haber actuado como vías importantes de migración flanco norte arriba (Figura 17). El sistema formado por las rocas meteorizadas pre-discordancia y por los clásticos basales gruesos, post-discordancia, proveería las permeabilidades necesarias y serviría de elemento comunicador entre las rocas madres del Mioceno y más jóvenes al sur y las rocas del Cretáceo y del Oligoceno plegadas y fracturadas al norte.

Una evidencia del papel primordial de la discordancia pre-miocena como recolectora y conductora del petróleo es la asociación directa que existe entre los manaderos y ella. Todos los manaderos importantes en la provincia se encuentran a lo largo de la línea de afloramientos de la discordancia y siempre en ésta o cerca de ella en las rocas más jóvenes. Se desconoce hasta el momento la existencia de manaderos importantes de hidrocarburos en los afloramientos de las rocas pre-discordancia en el frente de montaña y en la serranía al norte. Este hecho constituye un indicio adicional de la importancia que tienen las rocas del Terciario joven como generadoras de hidrocarburos.

Es seguro que grandes volúmenes de rocas madre del Cretáceo estén sobremaduras y generando gas en el núcleo de la serranía y así mismo que una porción importante de rocas generadoras del Terciario joven estén produciendo gas biogénico. En la Figura 18 se muestra la distribución de las facies generadoras de hidrocarburos en la subcuenca de Maturín.

4.3. Acumulaciones de hidrocarburos

En la figura 19 se muestra la distribución regional de las acumulaciones conocidas, por tipos de hidrocarburos, y se indica la localización de los principales campos petrolíferos.

En el flanco norte de la subcuenca de Maturín se han identificado hasta ahora seis tipos de acumulaciones de hidrocarburos. En el modelo de la Figura 20 se muestra su ubicación en el marco estructural y estratigráfico de la cuenca; son ellos :

- 1.- Acumulaciones tipo Jusepin.- Localizadas en el Terciario joven por encima de la discordancia. Ocu-

rren en trampas tanto estructurales, anticlinales suaves que siguen el rumbo estructural regional suroeste-noreste, como estratigráficas por acuñamiento sedimentario buzamiento arriba hacia el flanco y por truncamiento erosional contra discordancias. Parecen haber sido alimentadas por rocas madre del Terciario, fundamentalmente la facies marina de la Formación La Pica, aunque no se excluye alimentación por la Formación Carapita.

- 2.- Acumulaciones tipo Quiriquire.- Constituyen una variante del tipo anterior y en ellas el entrampamiento es hidrodinámico contra los acuíferos que descienden de las montañas. En el caso del yacimiento de Quiriquire la acumulación está englobada dentro de una aureola de crudo de alta viscosidad, biodegradado por contacto con las aguas meteóricas. Debido a esto hay quienes postulan alimentación semi-vertical, a partir de facies generadoras del Terciario y del Cretáceo para esta acumulación.
- 3.- Acumulaciones tipo Guanoco.- Ocurren en lutitas y calizas cretáceas fracturadas y meteorizadas inmediatamente por debajo de la discordancia. Se postula (SALVADOR, 1958) alimentación a partir de rocas madres tanto terciarias como cretáceas; las primeras lateralmente a través de la discordancia y las segundas por fallas tensionales y fracturas.
- 4.- Acumulaciones tipo Pedernales.- Son de naturaleza estratigráfica y estructural, y ocurren en la faja diapírica al sur del Estado Monagas. En Pedernales las rocas yacimiento son las areniscas de la Formación La Pica, alimentadas por rocas madre de las facies arcillosas de la misma formación; aunque no se excluye la posibilidad de alimentación vertical a lo largo de fallas a partir de rocas generadoras infra-yacentes (Formación Carapita).
- 5.- Acumulaciones tipo Chapapotal.-Ocurren en las turbiditas de la Formación Carapita, predominantemente lutíticas; son de naturaleza estratigráfica y el petróleo proviene de las rocas generadoras de la misma formación que las envuelven y se interdigitan con ellas.
- 6.- Acumulaciones tipo Quiriquire Profundo.- Ocurren tanto en las zonas fracturadas como en aquellas con porosidad primaria del Cretáceo, del Eoceno y del

Oligoceno deformadas y levantadas por la orogénesis. Hasta ahora sólo han sido identificadas en la faja frontal de la serranía; sin embargo no se excluye su existencia en la misma. Se puede postular alimentación a partir de rocas generadoras tanto del Cretácico con migración por sistemas de fracturas, como del Terciario a través de la discordancia (Figura 17). En el área de Quiriquire estas acumulaciones son de gas y condensado, mientras que hacia Orocuál, al oeste y a mayor profundidad se ha identificado petróleo liviano.

5. OBJETIVOS EXPLORATORIOS

Los objetivos exploratorios en esta provincia se pueden dividir en tres categorías:

- 1.- Objetivos llanos, acumulaciones de los tipos 2 y 3, básicamente de petróleos pesados y extrapesados en la zona de acuífero del Terciario y donde el influjo de aguas meteóricas puede haber causado entrapamiento por incremento de la viscosidad debido a biodegradación. También se incluye en esta categoría algunas estructuras llanas aún no identificadas mediante geofísica. La persecución de este objetivo sería fundamentalmente un esfuerzo de evaluación y delineación de áreas donde ya se ha evidenciado la presencia de petróleos pesados y extrapesados que sólo hoy en día comienzan a tener algún valor comercial.
- 2.- Objetivos profundos, acumulaciones aún no identificadas del tipo "5", turbiditas, de difícil localización. Este objetivo requiere del uso de técnicas refinadas de adquisición e interpretación de datos sísmicos de resolución suficiente para definir los depocentros de turbiditas del Mioceno en el piedemonte y hacia el centro de la cuenca actual. Las expectativas son de petróleo liviano para estos objetivos.
- 3.- Objetivos profundos del tipo "6" en el piedemonte, el frente de montaña y la serranía. Para perseguir este objetivo es necesario definir con precisión el estilo tectónico de la provincia, así como los factores litológicos y estructurales que controlan el fracturamiento de las rocas del Cretácico y del Terciario Inferior. Además debe continuarse definiendo en detalle la estratigrafía de esa secuencia. Esto permitirá la mejor interpretación de los datos

sísmicos, cuya obtención requiere técnicas adecuadas no convencionales que están en proceso de diseño y prueba. La intensidad de la deformación, así como la relativa homogeneidad de las rocas objetivo, hace que los datos sísmicos adquiridos por métodos convencionales sean de poca utilidad en la definición exacta de la estructura profunda (Figura 17).

6. CONCLUSION

La compleja historia tectónica y sedimentaria de lo que hoy es el flanco norte de la subcuenca de Maturín, ha producido una provincia petrolífera de gran variedad de acumulaciones de todo tipo de hidrocarburos.

En las etapas iniciales de la exploración de esta región los indicios superficiales, manaderos y estructura aflorante, orientaron la búsqueda de hidrocarburos, descubriéndose acumulaciones importantes de petróleo liviano y mediano a profundidades menores de 2000 metros en rocas del Terciario joven y del Cretáceo llano: el Campo de Pedernales, en la faja diapírica, con reservas probadas del orden de 70 millones de barriles; Quiriquire, en la faja piemontina, con reservas probadas de 700 millones de barriles de petróleo mediano y Guanoco, con una estimación de 1800 millones de barriles de petróleo recuperable extrapesado.

Con la introducción de los métodos geofísicos se descubrieron posteriormente otras acumulaciones que aportaron reservas adicionales del orden de los 400 millones de barriles, mientras que profundizando con el taladro en el piedemonte se alcanzaron acumulaciones gasíferas en el Eoceno.

Los prospectos exploratorios futuros se persiguen mediante la aplicación de técnicas refinadas de adquisición, procesamiento e interpretación de datos geofísicos que permitan la identificación de prospectos profundos como las zonas fracturadas del Cretáceo y el Eoceno y las facies arenosas turbidíticas del Mioceno. Un conocimiento detallado de la estratigrafía y de la estructura en las zonas de afloramientos en la serranía permitirá definir el estilo estructural y obtener así mejores interpretaciones estructurales y estratigráficas del subsuelo profundo a partir de datos geofísicos.

La delineación y la evaluación en esta provincia de acumulación de petróleo extrapesado, algunas de ellas ya identificadas mediante la sísmica moderna y el taladro, proveerán la información necesaria para planificar la produc-

ción comercial futura de estos crudos.

La adquisición e interpretación de datos sísmicos en áreas pantanosas y aguas llanas de la costa del golfo de Paria, hacia el este, actividad ésta que fué postergada en el pasado por las dificultades operacionales inherentes, generará proyectos nuevos de todos los tipos característicos de la provincia.

A largo plazo la industria petrolera venezolana deberá encarar el reto de explorar el Cretáceo de la Serranía, al norte del frente de montaña, donde las expectativas son fundamentalmente de gas y condensado.

BIBLIOGRAFIA

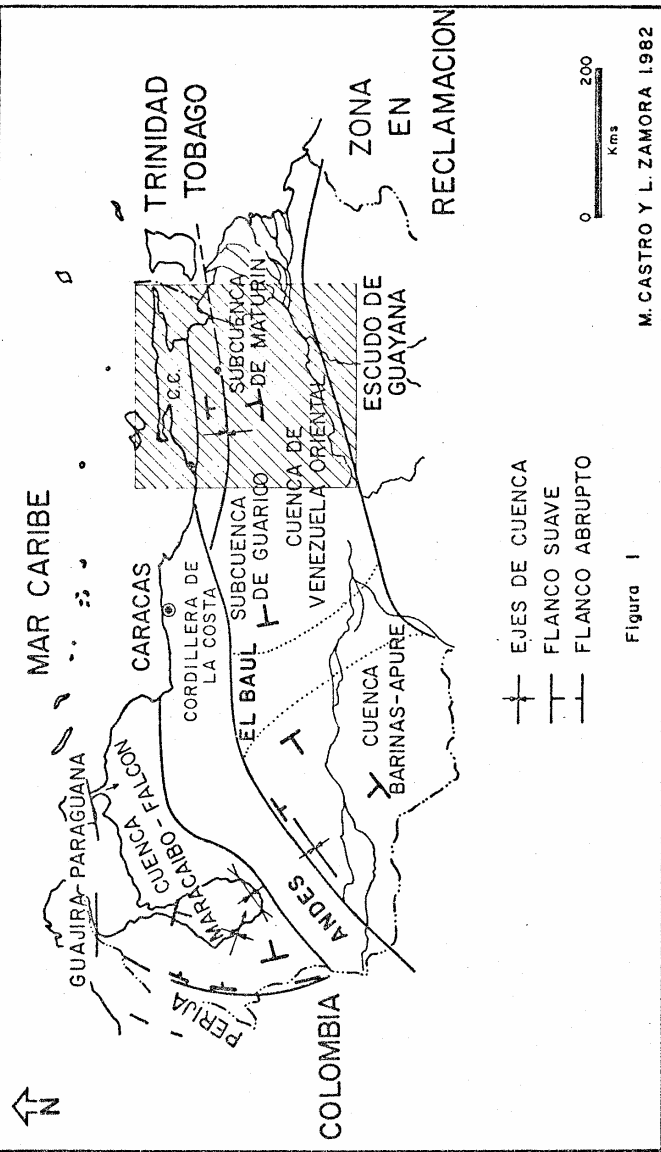
- AILLOUD, P.; AROZENA, J.; BAUMANN, P.; CASSANI, F.; DEROO, G.; EURIBE, A.; HERBIN, J.; LAMBERTINI, R.; RAUCACHE, J. (1980) "Estudio geoquímico en la Cuenca Oriental y Faja Petrolífera del Orinoco". INTEVEP y BEICIP. Informe Interno. VI Volúmenes, Los Teques, Venezuela.
- ARNSTEIN, R.; BETORET, C.; MOLINA, E.; MOMPART, L.; ORTEGA, J.; RUSSOMANNO, F.; SANCHEZ, H. (1982) "Geología Petrolera Cuenca de Venezuela Oriental" XLV Reunión a Nivel de Expertos, ARPEL, México (17 al 21 de Mayo, 1982)
- BANKS, L. M. (1956) "Historia estructural y yacimientos petrolíferos del centro de Anzoátegui". Acta Cient. Venezol. 7 (8): 176-184.
- BARR, K.W. (1974) "The Caribbean and plate tectonics. Some aspects of the problem" En: Contributions to the Geology and Paleobiology of The Caribbean and Adjacent Areas. The Kugler Volume, 45-67. P. JUNG et al., Editores, Verhandl. Naturf. Ges., Basilea, Suiza 84 (1): 520 pp.
- BECK, C. M. (1977-a) "El substrato Cretáceo de la Faja Piemontina en la parte central de la Serranía del Interior en Venezuela septentrional, Relaciones con la tectogénesis del Cretáceo Superior". Conf. Geol. Caribe VIII. Curazao, Julio 1977. Resúmenes: 8-9.
- _____ (1977-b) "Tectónica polifásica Terciaria de la Faja Piemontina en la parte central de la Serranía del Interior, en Venezuela septentrional". Conf. Geol. Caribe VIII, Curazao, Julio 1977, Resúmenes: 10-11.
- _____ (1977-c) "Geología de la Faja Piemontina y del frente de montaña en el noreste del Estado Guárico, Venezuela". Cong. Geol. Venez. V, Caracas, Noviembre, 1977, Memoria, A. ESPEJO et al., Editores, Min. Energía y Minas, Soc Venez. Geol., II: 758-787.
- CEBULL, S. (1972) "Fallas de crecimiento y su marco tectónico. Venezuela Oriental". Cong. Geol. Venez. IV, Caracas, Noviembre 1969, Memoria, Bol. Geol., Caracas, Publ. Espec. 5 IV: 2410-2417.
- CLAXTON, C. D. (1961) "The San Juan Formation of North Eastern Venezuela" Informe Interno. Creole Petroleum Corp., Caracas.

- CONTRERAS, B. y HERNANDEZ, Y. (1980) "Historia sedimentaria del Eoceno y del Oligoceno de la Serranía del Interior, Norte de Monagas". Trabajo Especial de Grado. Escuela de Geología y Minas, Universidad Central de Venezuela, Caracas, 462 pags.
- DUSENBURY Jr., A. N. (1960) "The stratigraphy of the Cretaceous Temblador Group of the Venezuela Basin. Asoc. Ven. Geol. Min. y Petr., Bol. Inform., 3 (9); 246-257
- GONZALEZ DE JUANA, C.; AROZENA, J.; PICARD, X. (1980) "Geología de Venezuela y de sus cuencas petroleras". Ediciones FONINVES, Caracas, Venezuela 1031 pags.
- GUILLAUME, H.A.; BOLLI, H.M. y BECKMAN, J.P. (1972) "Estratigrafía del Cretácico Inferior en la Serranía del Interior, Oriente de Venezuela. Cong. Geol. Venez. IV, Caracas, Noviembre 1969, Memoria, Bol. Geol. Caracas, Publ. Esp. 5, III: 1619-1655.
- HAY, J. y AYMARD, R. (1977) "El cretáceo en el subsuelo de Anzoátegui y parte de Monagas, Cuenca de Venezuela Oriental". Cong. Geol. Venez. V. Caracas, Noviembre 1977, Memoria, A. ESPEJO et al., Editores, Min. Energía y Minas - Soc. Venez. Geol. IV: 1557-1574.
- HEDBERG, H. D. (1937-a) "Estratigrafía de la sección del río Querecual en el noreste de Anzoátegui. Bol. Geol. y Min., Caracas, 1 (2-4): 253-265.
- _____, (1937-b) "Stratigraphy of Rio Querecual section of northeastern Venezuela". Geol. Soc. Am. Bull., 48 (12): 1971-2024.
- _____, (1942) "Mesozoic stratigraphy of northern South America". Amer. Sci. Cong. VIII, U.S.A., 1940. Proc., IV: 195-227.
- _____, (1950) Geology of the Eastern Venezuela Basin (Anzoátegui - Monagas - Sucre - Eastern Guárico portion). Geol. Soc. Am. Bull. 61 (11): 1173-1216.
- LAMB, J. L. (1964) "The Geology and Paleontology of Río Aragua surface section, Serranía del Interior, State of Monagas, Venezuela". Asoc. Ven. Geol., Min. y Petr., Bol. Inform., 7 (4): 111-123.
- _____, y SULEK, J. A., (1968) "Miocene turbidites in de Carapita Formation of Eastern Venezuela". Cong. Geol.

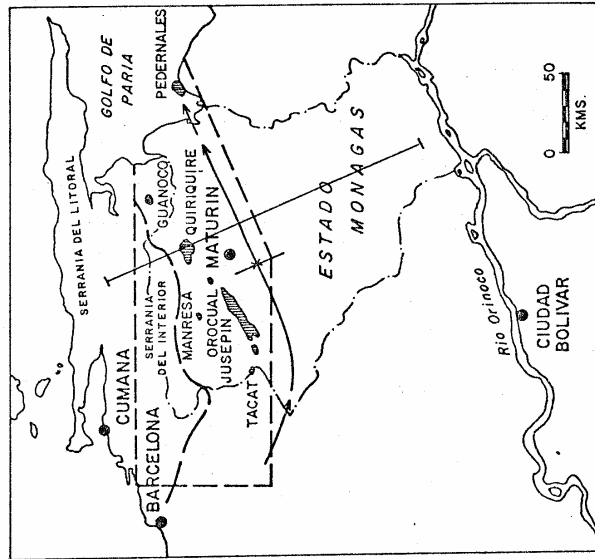
- ROMINGER, J.; SOWERS, G.; SPANGLER, W. (1951) "Relation of oil occurrence to facies in La Pica Fm". Informe interno, Creole Petr. Corp., Caracas.
- ROSALES, H. (1956) "Informe de Progreso sobre la geología del NE de Anzoátegui y NO de Monagas". Informe interno, Creole Petro. Corp., Caracas.
- _____, (1959) "Discusión sobre la Formación el Cantil del noreste de Venezuela". Bol. Geol., Caracas. 5 (10): 99-105.
- _____, (1960) "Estratigrafía del Cretácico-Paleoceno-Eoceno de la Serranía del Interior. Oriente de Venezuela". Cong. Geol. Venez. III, Caracas, Noviembre 1959, Memoria, Bol. Geol., Caracas. Publ. Esp. 3, II: 471-495.
- ROSALES, H.; CLAXTON, C. D. (1969) "The Lower Tertiary - Cretaceous of North Eastern Venezuela". Informe interno, Creole Petro. Corp., Caracas.
- _____, (1972) "La falla de San Francisco en el Oriente de Venezuela". Cong. Geol. Venez. IV, Caracas, Noviembre 1969. Memoria, Bol. Geol. Caracas, Publ, Esp. 5, IV: 2322-2336.
- _____, (1976) Guía de Excursión: Maturín al Muelle de Cariaco (Venezuela Nororiental, Serranía del Interior). Estados Sucre y Monagas. Cong. Latinoamericano Geol. II, Caracas, Noviembre 1973, Memoria, Bol. Geol., Caracas, Publ. Esp. 7, II: 467.506.
- SALVADOR, A. (1958) "Northern Monagas Oil Prospects. Informe interno, Creole Petr. Corp., Caracas.
- SCHUBERT, C. (1970) "Venezuela y la nueva Tectónica Global". Acta Cient. Venezol., 21: 13-16.
- SPANGLER, W. B. (1954) "Oil and gas seeps of Venezuela". Informe interno, Creole Petr. Corp., Caracas.
- _____, (1955) "Subsurface geology of the Northern Rim of the Maturín Basin". Informe interno, Creole Petr. Corp., Caracas.
- _____, (1955) "Habitat of Oil along the North Flank of the Maturín Basin". Informe interno, Creole Petr. Corp., Caracas..
- STAINFORTH, R. M., (1971) "La Formación Carapita de Venezue-

- la Oriental". Cong. Geol. Venez. IV, Caracas, Noviembre 1969. Memoria, Bol. Geol., Caracas., Publ. Esp. 5, 1: 433-463.
- SULEK, J. A. (1961) "Miocene Correlations in the Maturín Sub-Basin". Asoc. Ven. Geol. Min. y Petr., Bol. Inform., 4 (4): 131-139.
- VAN EYSINGA, F. W. B. (1975) Geological Time Table. Elsevier Publ. Co., Amsterdam.
- WAGNER, R. J., (1959) "The occurrence of oil in the Las Piedras Formation". Informe interno, Creole Petr. Corp., Caracas.
- YOUNG, G. A.; BELLIZIA, A.; RENZ, H. H.; JOHNSON, F. N.; ROBIE, R. H., y MASVALL, J. (1956) "Geología de las Cuenas Sedimentarias de Venezuela y de sus Campos Petrolíferos". Bol. Geol., Caracas, Publ. Esp. 2, 140 pp.
- ZAMORA, L. (1980) "Distribución de prospectos de crudo pesado y extrapesado en Venezuela". EN: Nuevos conceptos geológicos en exploración petrolera, Ponencias, Vol. 2, XXXV Reunión de Expertos ARPEL México (14 al 19 de Enero, 1980)

LAGOVEN S.A.
 Filial de PETROLEOS DE VENEZUELA S.A.
NORTE DE VENEZUELA
ELEMENTOS TECTONICOS



LAGOVEN, S.A.
 (Filial de PETROLEOS DE VENEZUELA, S.A.)
SUBCUENCA DE MATURIN
MAPA INDICE



ACUMULACIONES
 CONOCIDAS DE
 HIDROCARBUROS



AREA
 DEL TRABAJO



EJE ACTUAL
 DE LA CUENCA

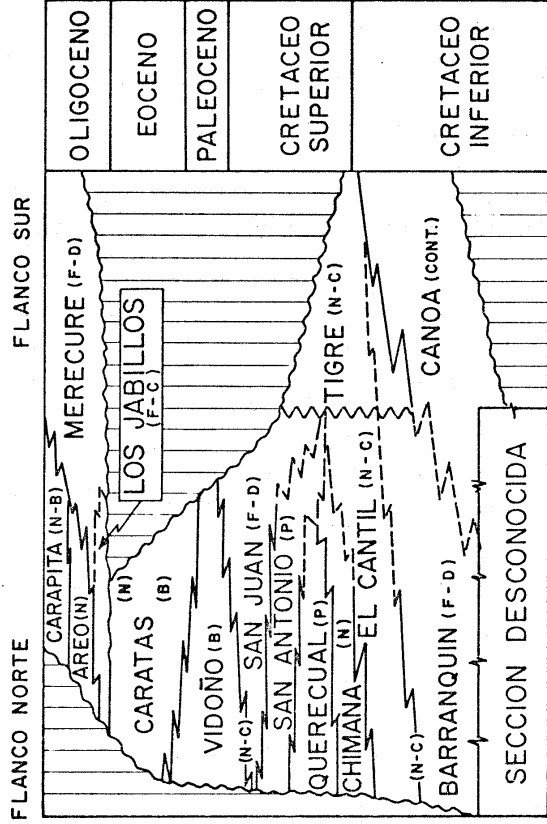
LINEA APROXIMADA
 DE CORRELACIONES
 Y CORTES GEOLOGI-
 COS.

FRENTE DE MONTAÑAS

Figura 2

M. CASTRO Y L. ZAMORA

LAGOVEN, S.A.
 (Filial de PETROLEOS DE VENEZUELA S.A.)
SUBCUENCA DE MATURIN
CORRELACION GENERALIZADA N-S
 (CRETACEO A OLIGOCENO)



M. CASTRO Y L. ZAMORA, 1982

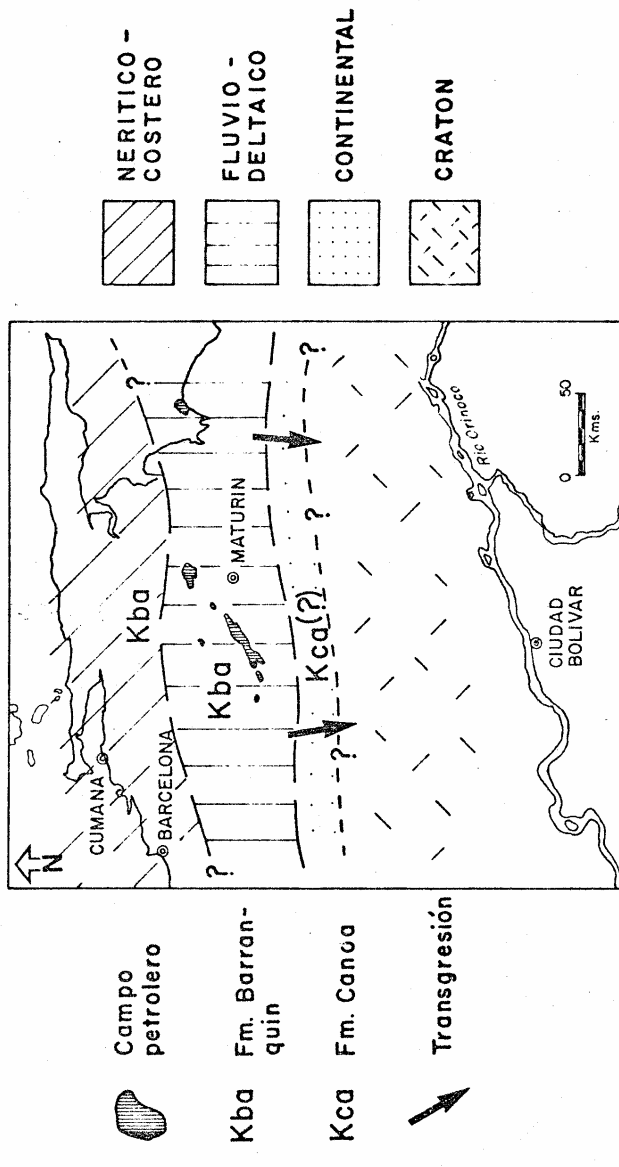
(MODIFICADO DE HAY Y AYMARD, 1977)

CONT = CONTINENTAL N = NERITICO C = COSTERO F = FLUVIAL
 D = DELTAICO P = PELAGICO B = BATIAL || = AUSENTE

Figura 3

LAGOVEN, S.A.
 (Filiat de PETROLEOS DE VENEZUELA, S.A.)
SUBCUENCA DE MATORIN

PALEOAMBIENTES; BARREMIENSE-APTIENSE

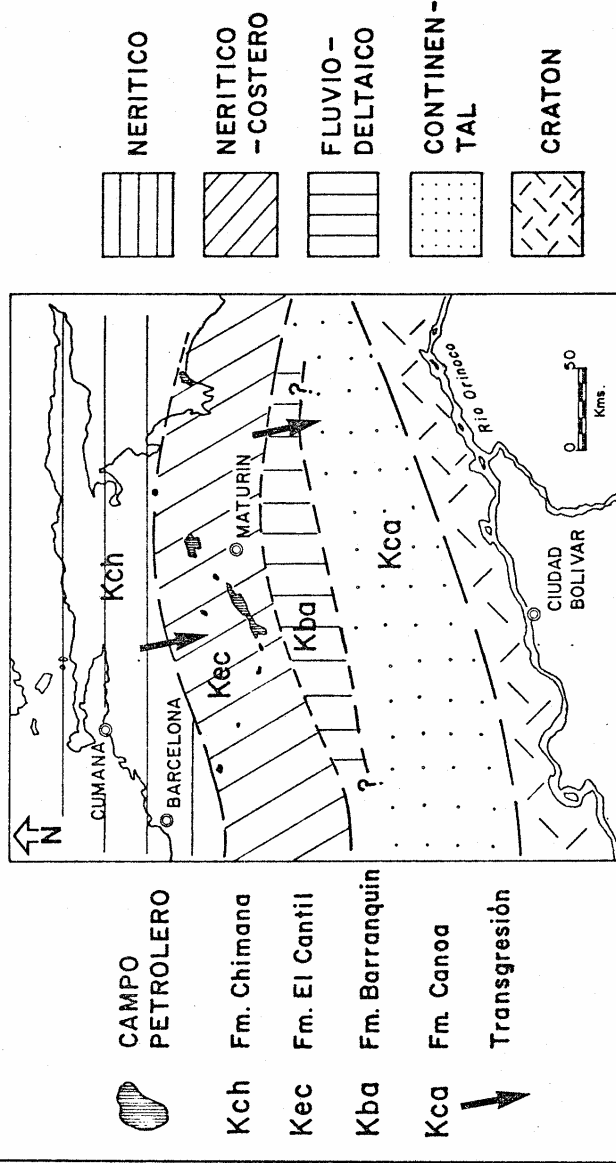


MODIFICADO DE GONZALEZ DE JUANA et al. (1980)

Figura 4

M. CASTRO Y L. ZAMORA
 1982

LAGOVEN, S.A
 (Filiat de PETROLEOS DE VENEZUELA, S.A.)
SUBCUENCA DE MATURIN
PALEOAMBIENTES ; APTIENSE - ALBIENSE

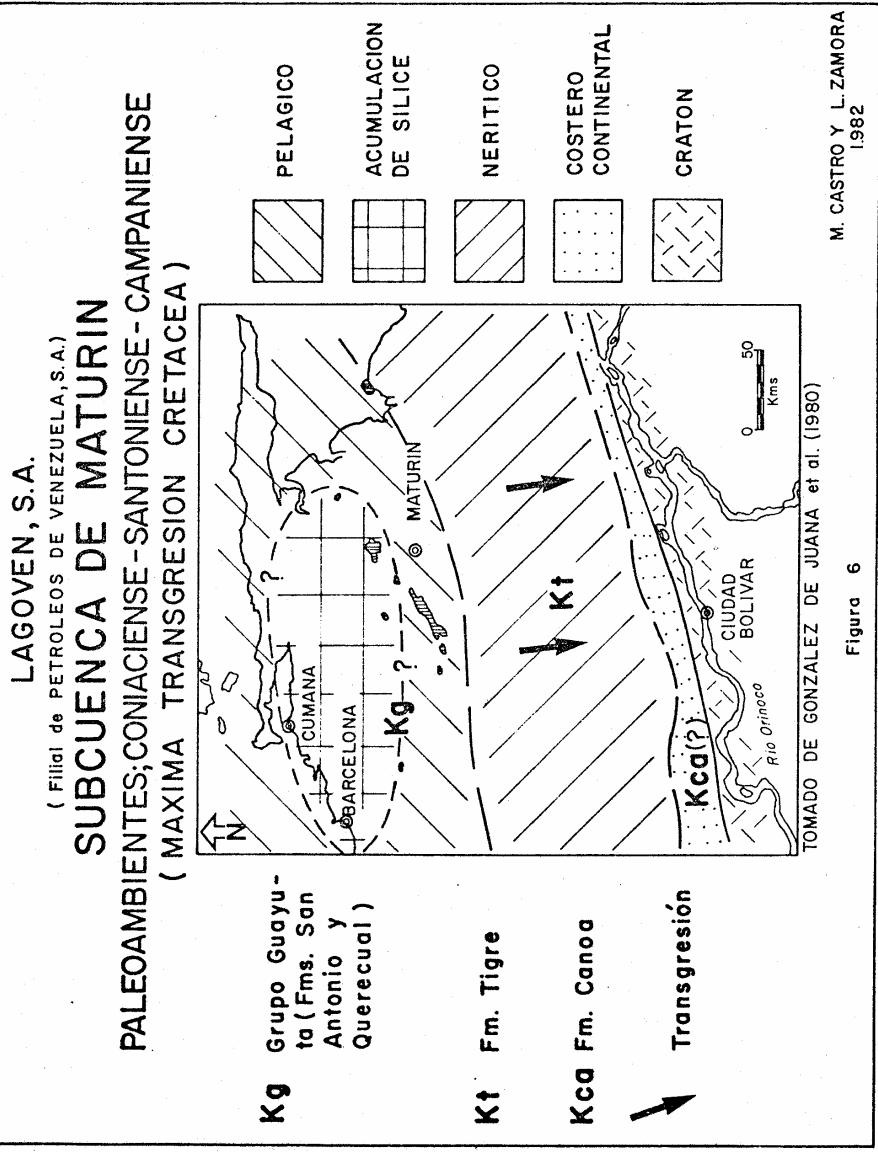


- CAMPO PETROLERO
- Kch Fm. Chimana
- Kec Fm. El Cantil
- Kba Fm. Barranquin
- Kca Fm. Canoa
- Transgresión

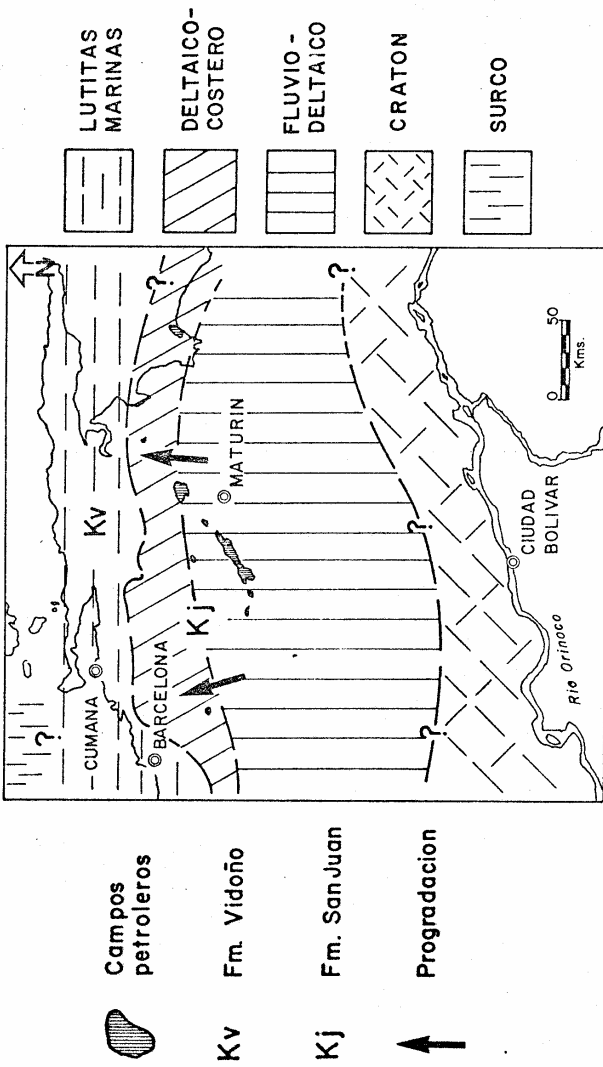
- NERITICO
- NERITICO - COSTERO
- FLUVIO - DELTAICO
- CONTINENTAL
- CRATON

MODIFICADO DE GONZALEZ DE JUANA et al (1980)
 Figura 5

M. CASTRO Y L. ZAMORA
 1982



LAGOVEN, S.A.
 (Filial de PETROLEOS DE VENEZUELA, S.A.)
SUBCUENCA DE MATORIN
 PALEOAMBIENTES ; MAESTRICHIENSE
 (MAXIMA REGRESION CRETACEA)

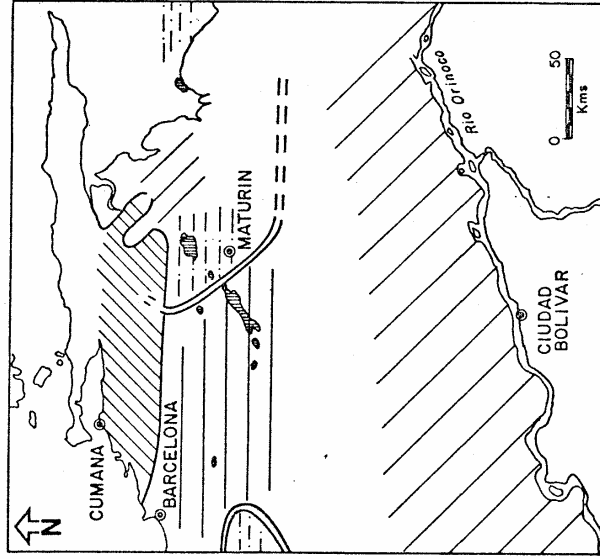







TOMADO DE GONZALEZ DE JUANA et al (1980)
 Figura 7
 M. CASTRO Y L. ZAMORA
 1982

LAGOVEN, S.A.
(Filial de PETROLEOS DE VENEZUELA, S.A.)

SUBCUENCA DE MATURIN

LINEA DE COSTA(?) DEL EOCENO SUPERIOR (F.M. CARATAS)



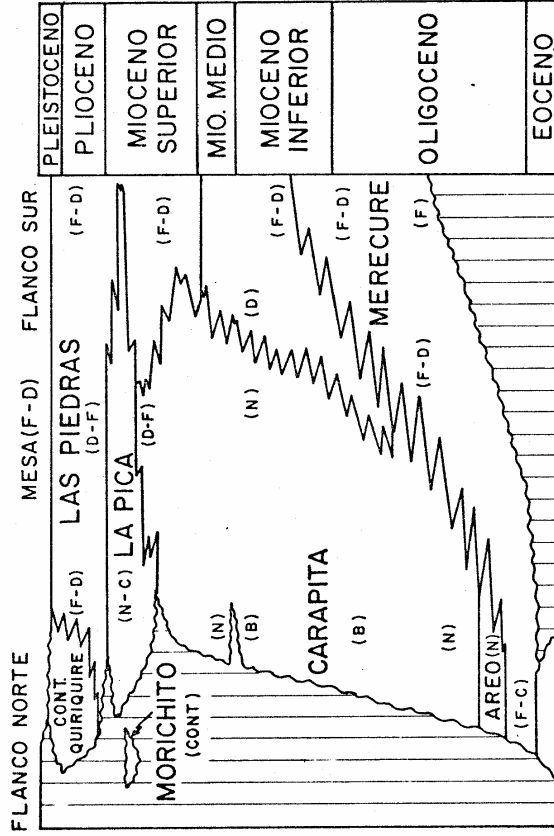
-  EOCENO SUPERIOR PRESENTE
-  EOCENO SUPERIOR DESCONOCIDO
-  TODO EL EOCENO AUSENTE POR EROSION (AFLORAMIENTO)
-  EOCENO AUSENTE POR EROSION (SUBSUELO)
-  LINEA DE COSTA (?)

MODIFICADO DE GONZALEZ DE JUANA et al. (1980)

Figura 8

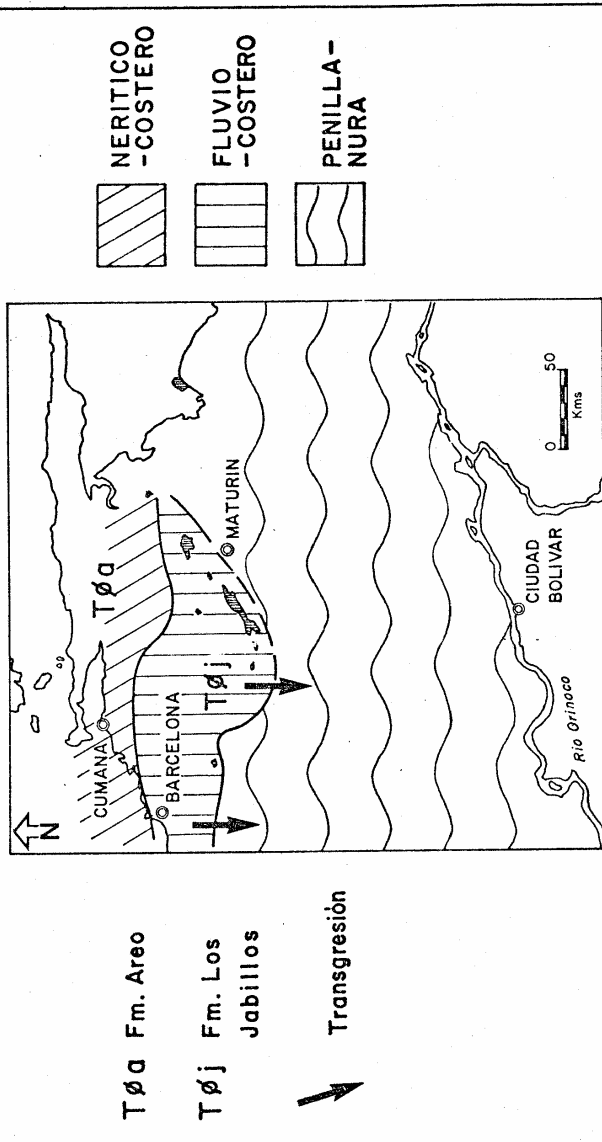
M. CASTRO Y L. ZAMORA
1982

LAGOVEN, S.A.
 (Filial de PETROLEOS DE VENEZUELA S.A.)
SUBCUENCA DE MATURIN
CORRELACION GENERALIZADA N-S
 OLIGOCENO AL PLEISTOCENO



(MODIFICADO DE HAY Y AYMARD, 1977) M. CASTRO Y L. ZAMORA, 1982
 CONT = CONTINENTAL F-C = FLUVIO-COSTERO DF = FRENTE DELTAICO
 :-D = FLUVIODELTAICO N-C = NERITICO-COSTERO B = BATIAL

LAGOVEN, S.A
 (Filial de PETROLEOS DE VENEZUELA, S.A.)
SUBCUENCA DE MATURIN
PALEOAMBIENTES; OLIGOCENO INFERIOR



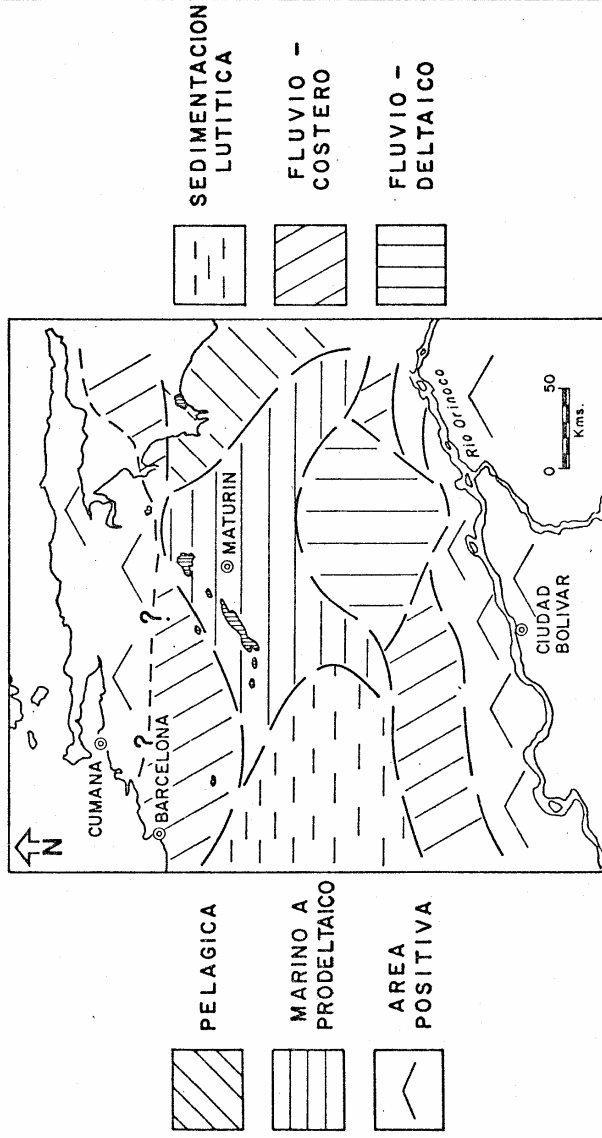
M. CASTRO Y L. ZAMORA
 1.982

Figura 10

LAGOVEN, S.A.
(Filial de PETROLEOS DE VENEZUELA, S.A.)

SUBCUENCA DE MATORIN

PALEOAMBIENTES; OLIGOCENO - MIOCENO INFERIOR

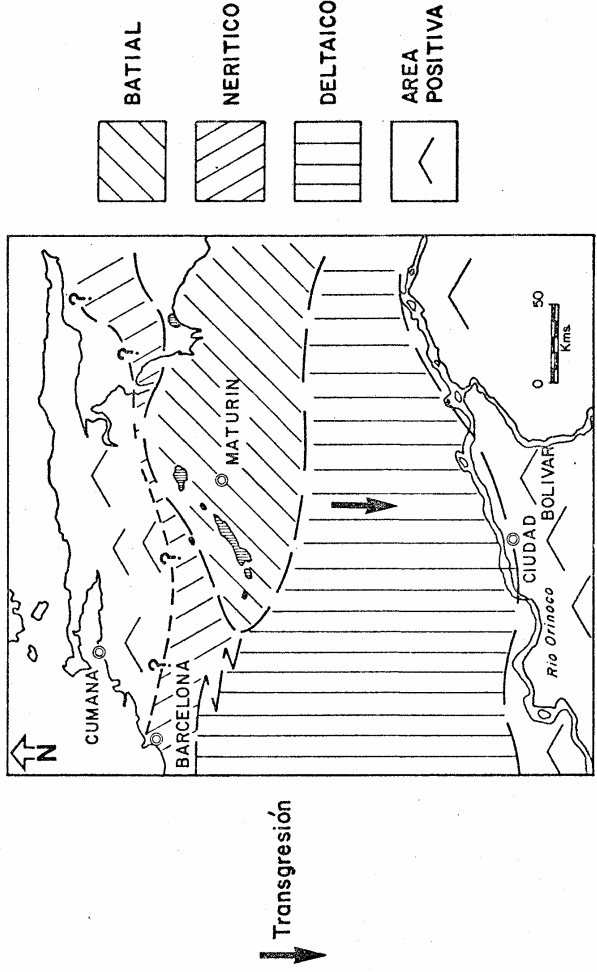


MODIFICADO DE GONZALEZ DE JUANA et al (1980)

Figura II

M. CASTRO Y L. ZAMORA
1.982

LAGOVEN, S.A.
 (Filial de PETROLEOS DE VENEZUELA, S.A.)
SUBCUENCA DE MATORIN
PALEOAMBIENTES; MIOCENO MEDIO

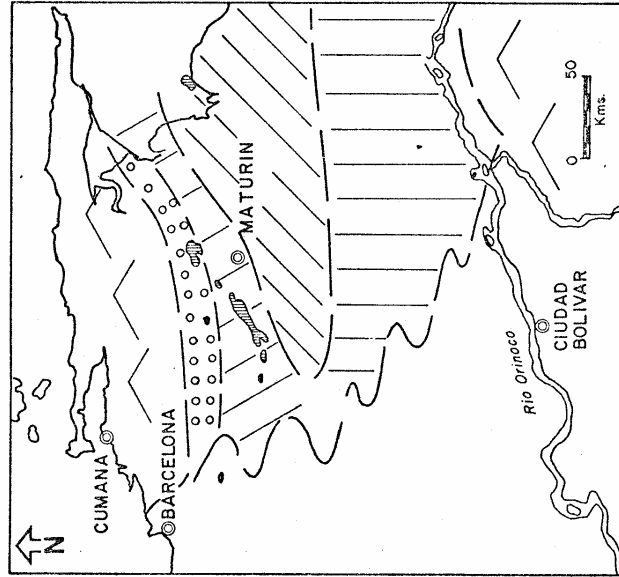


MODIFICADO DE GONZALEZ DE JUANA et al. (1980)

Figura 12

M. CASTRO Y L. ZAMORA
 1982

LAGOVEN, S.A.
 Filial de PETROLEOS DE VENEZUELA, S.A.
SUBCUENCA DE MATURIN
PALEOAMBIENTES; MIOCENO SUPERIOR

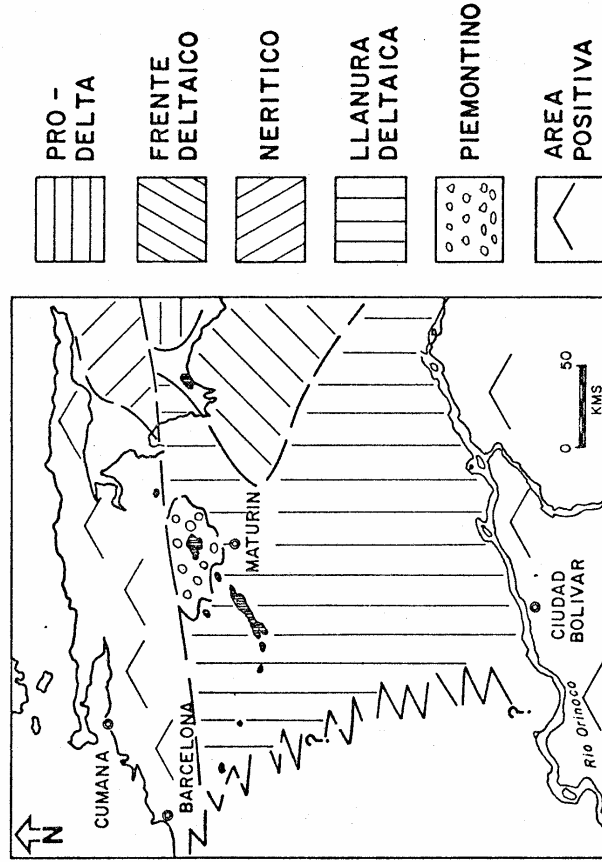


- FRENTE DELTAICO
- NERITICO
- DELTAICO CONTINENTAL
- PIEMONTINO
- AREA POSITIVA

MODIFICADO DE GONZALEZ DE JUANA et al. (1980)
 Figura 13

M. CASTRO Y L. ZAMORA
 1982

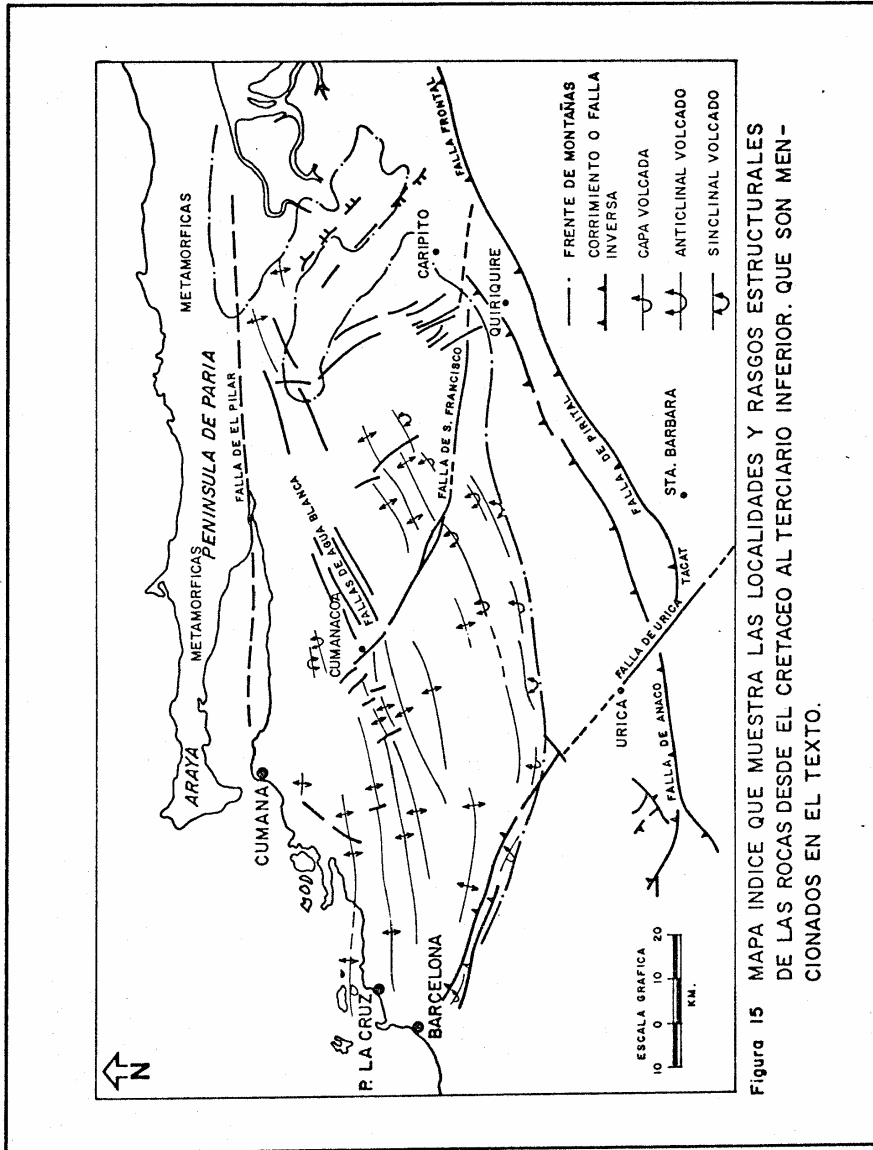
LAGOVEN, S.A.
 (Filial de PETROLEOS DE VENEZUELA, S.A.)
SUBCUENCA DE MATURIN
 PALEOAMBIENTES ; PLIOCENO



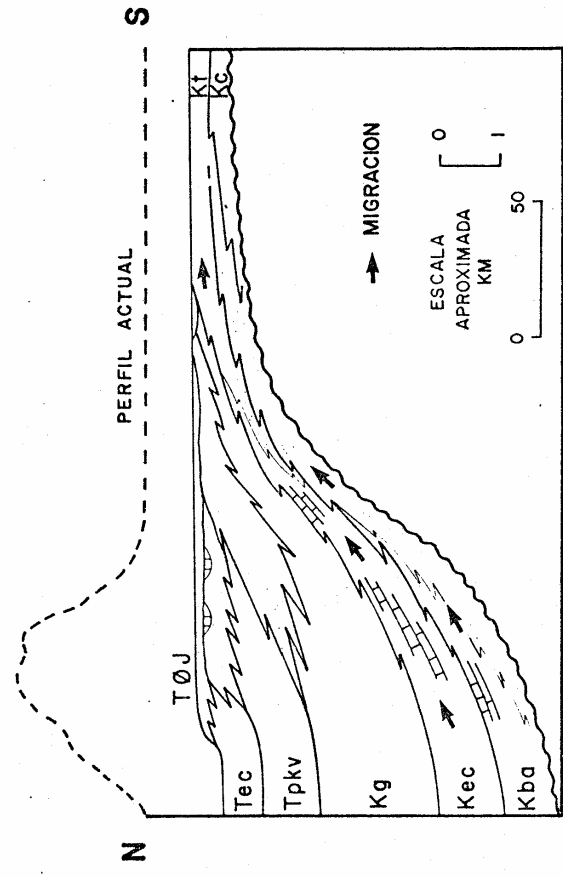
TOMADO DE GONZALEZ DE JUANA et al. (1980)

Figura 14

M. CASTRO Y L. ZAMORA
 1.982



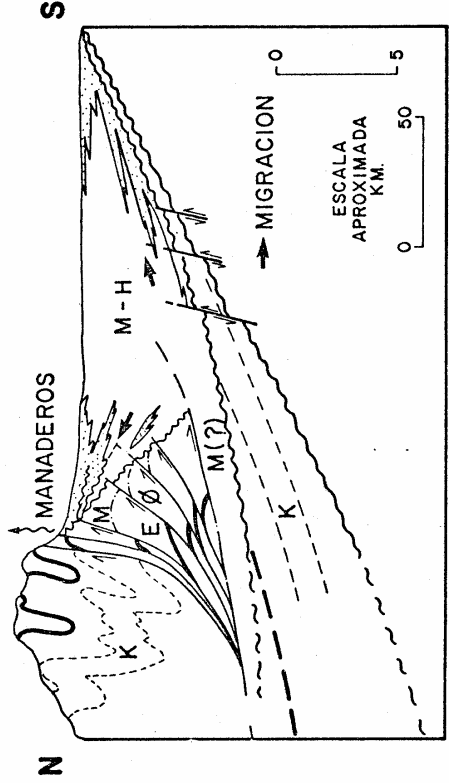
LAGOVEN, S.A.
 (Filial de PETROLEOS DE VENEZUELA, S.A.)
SUBCUENCA DE MATORIN
CORTE PARA EL OLILOCENO TEMPRANO



(MODIFICADO DE ROSALES Y CLAXTON, 1969)
 Figura 16

M. CASTRO Y L. ZAMORA
 1982

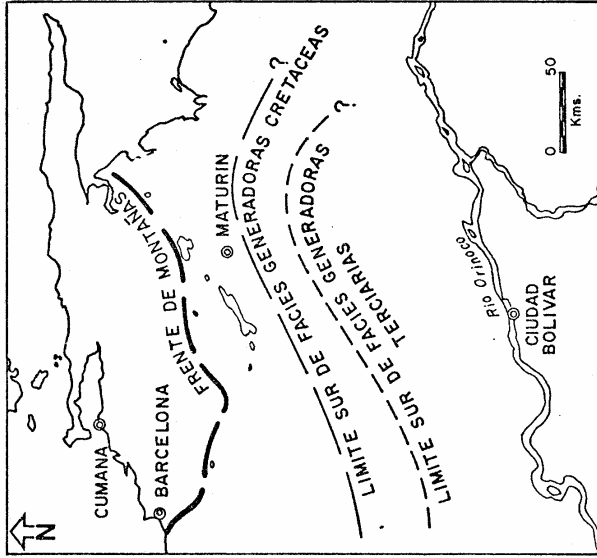
LAGOVEN, S.A.
 (Filial de PETROLEOS DE VENEZUELA, S.A.)
SUBCUENCA DE MATURIN
CONFIGURACION ACTUAL



(MODIFICADO DE ROSALES Y CLAXTON, 1969)

Figura 17

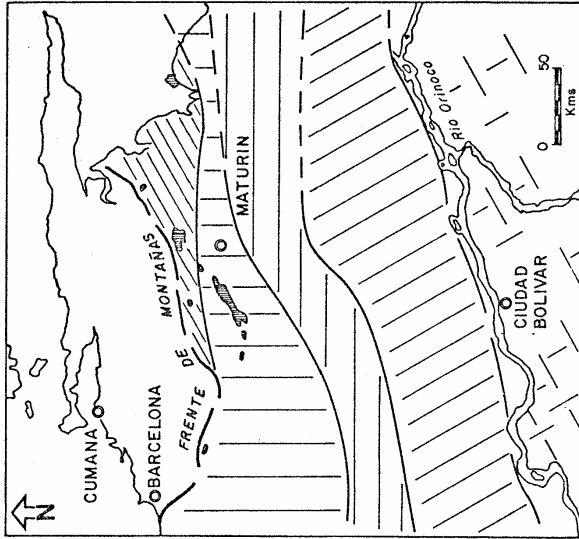
LAGOVEN, S.A.
(Filiat de PETROLEOS DE VENEZUELA, S.A.)
SUBCUENCA DE MATURIN
DISTRIBUCION DE FACIES GENERADORAS



SEGUN ARNSTEIN et al (1982)
Figura 18

M. CASTRO Y L. ZAMORA
1982

LAGOVEN, S.A.
 (Filial de PETROLEOS DE VENEZUELA, S.A.)
SUBCUENCA DE MATURIN
DISTRIBUCION DE HIDROCARBUROS



FAJA DE GAS,
 CONDENSADO Y
 PETROLEOS DES-
 DE LIVIANO HAS-
 TA EXTRAPESA-
 DO.

FAJA DE GAS,
 CONDENSADO Y
 PETROLEO LI-
 VIANO PRINCIPAL-
 MENTE.

CAMPO
 PETROLERO

FAJA DE PETRO-
 LEO LIVIANO
 PRINCIPALMENTE.

FAJA DE PETRO-
 LEO PESADO Y
 EXTRAPESADO
 PRINCIPALMENTE

CRATON

MODIFICADO DE ARNSTEIN et al (1982)
 Figura 19

M. CASTRO Y L. ZAMORA
 1.982

LAGOVEN, S.A.
 (Filial de PETROLEOS DE VENEZUELA, S.A.)

FLANCO NORTE DE LA SUBCUENCA DE MATURIN TIPOS DE ACUMULACIONES DE HIDROCARBUROS

