

CAMPOS PETROLIFEROS DE VENEZUELA

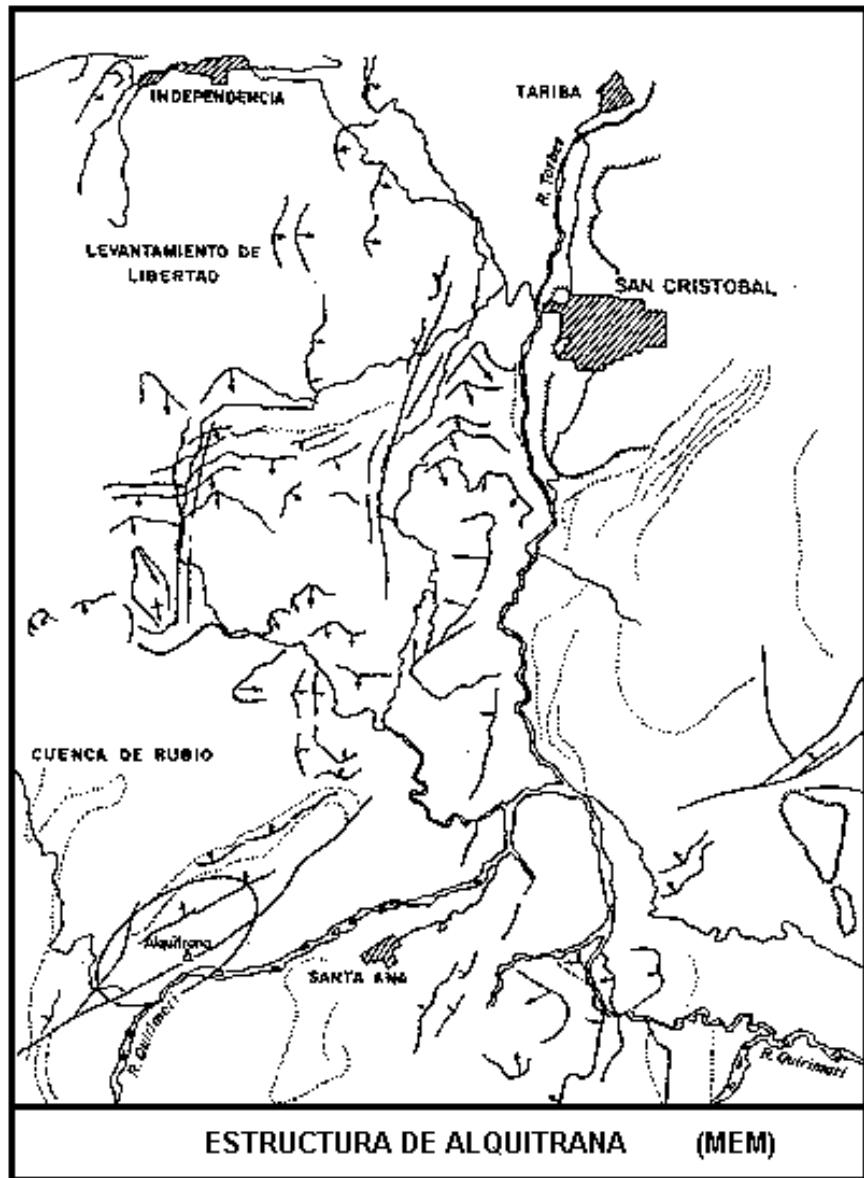
Ramón Almarza

1998

Campo Alquitrana

En 1875 el terremoto de Cúcuta fracturó las rocas en la quebrada La Alquitrana, al suroeste de la ciudad de San Cristóbal, ensanchando las grietas por donde fluía un líquido viscoso reconocido cinco años antes como petróleo por el Dr. Carlos González Bona. Se cavaron zanjas y se perforaron pozos a mano para recogerlo.

El pozo descubridor ("Salvador", compañía Nacional Minera Petrolia del Táchira, 1882) de 53 metros de profundidad, fue ubicado en un lote de derechos exclusivos, contratado al Gran Estado Los Andes en 1878, para la explotación de hulla o alquitrán mineral. Le siguió "Eureka"; en 1883, productor a 42 metros. Para 1887 los pozos perforados a percusión, con equipos de 300' de alcance adquiridos en 1880, sumaron ocho (la profundidad máxima alcanzada fue 95 metros).



De 1928 a 1930 se reactivó el campo con 9 pozos exploratorios hasta 130 metros de profundidad. La Petrolia administraba 8 estaciones de gasolina, propiedad de la empresa.

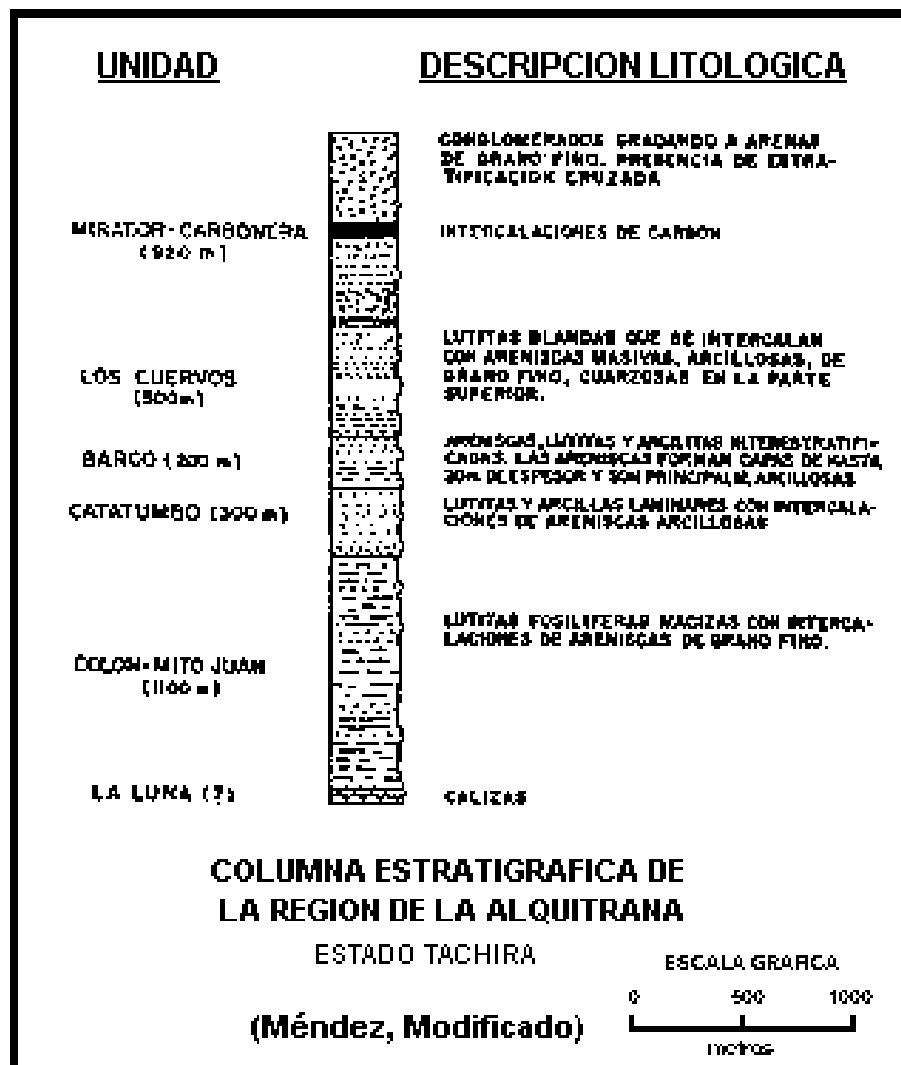
Con la explotación y la refinación creciente en los yacimientos del Zulia se establece una fuerte competencia de precios, la instalación de la planta eléctrica de Rubio (1932) le resta el mercado de la iluminación por kerosene, y la Petrolia empieza a sufrir pérdidas en sus operaciones.

El Ministerio de Fomento niega a la Petrolia una solicitud de renovación y ampliación de concesión minera, y declara en 1938 la extinción de los derechos. Dos meses y medio después se otorgan esos derechos a la Venezuelan Oil Development Company quien muchos años más tarde perfora sin éxito comercial el pozo profundo Alquitana-1.

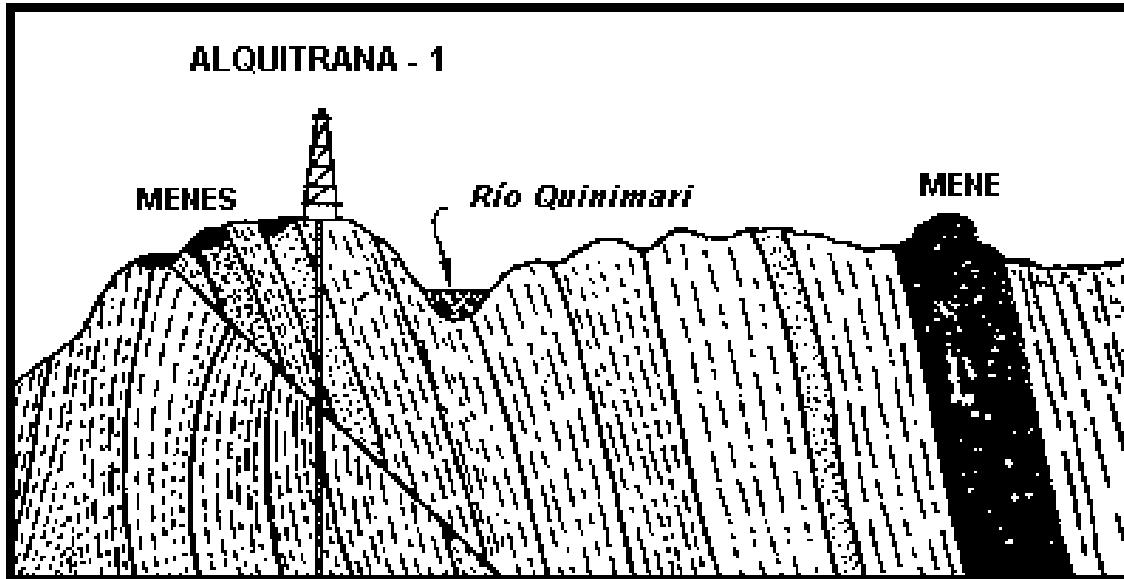
Estratigrafía: La columna estratigráfica del área comprende, sobre las calizas cretácicas de la Formación La Luna, las lutitas de Colón y Mito Juan con delgadas intercalaciones de arenas.

Continúa con el Paleoceno, formaciones Catatumbo, Barco y Los Cuervos (Grupo Orocué), de areniscas, lutitas y arcilitas.

Y culmina con las formaciones Mirador y Carbonera (Eoceno), conglomerados basales gradando a arenas de grano fino, con intercalación de carbón en su sección media.



Estructura: Las formaciones cretácicas y paleocenas fueron sometidas a esfuerzos compresivos en el post-eoceno que originaron el anticlinal asimétrico de La Alquitraná, y el sistema de fallamiento inverso, confirmado por el pozo Alquitraná-1, que lo corta longitudinalmente en dirección noreste.

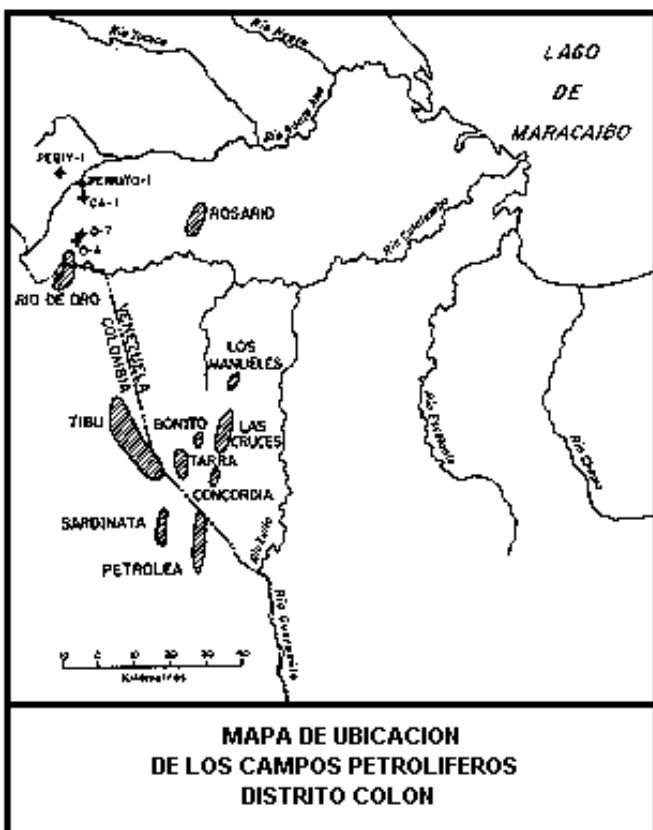


(Méndez)

Producción: El primer pozo taladrado a percusión (53 metros) produjo 30 galones/día. En los siete siguientes la prueba inicial subió en algunos hasta 400 gal/día. Para el término de la concesión, aún producían petróleo los pozos "Eureka" y "El Salvador" de la Petrolia del Táchira.

Campos del Distrito Colón

Los campos de Área de El Cubo se encuentran 100 kms al oeste del extremo sur del Lago de Maracaibo. El pozo que descubrió la producción del área fue el T-1 (Toldo-1) localizado por geología de superficie en el campo Las Cruces. Perforado a percusión fue completado por la Colón Development Company en la Formación Carbonera, el 16 de Julio de 1916, con producción de 800 B/D.



Estratigrafía: La sección estratigráfica comprende formaciones del Jurásico, Cretáceo, Paleoceno, Eoceno y Post-Eoceno, sobre un Basamento cristalino del Paleozoico superior y la Formación Mucuchachí.

La Formación La Quinta (Jurásico inferior) representa un ambiente de sedimentación continental, (conglomerados hasta limolitas).

Sobre La Quinta, se inicia el Cretáceo con un ambiente fluvio continental de areniscas cuarzosas de grano grueso de la Formación Río Negro; sigue el Grupo Cogollo, donde pueden ser diferenciadas las formaciones Capacho y Aguardiente del dominio andino: comprende las calizas de las formaciones Apón (Miembros Tribú, Guáimaro, Mercedes), Aguardiente, Capacho (Miembros La Grita, Seboruco), y Guayacán, y culmina con las calizas de La Luna, y las lutitas de la Formación Colón con el Miembro Mito Juan.

El Paleoceno está representado por el Grupo Orocué con sus tres formaciones (Catatumbo, Barco, Los Cuervos) de areniscas y lutitas.

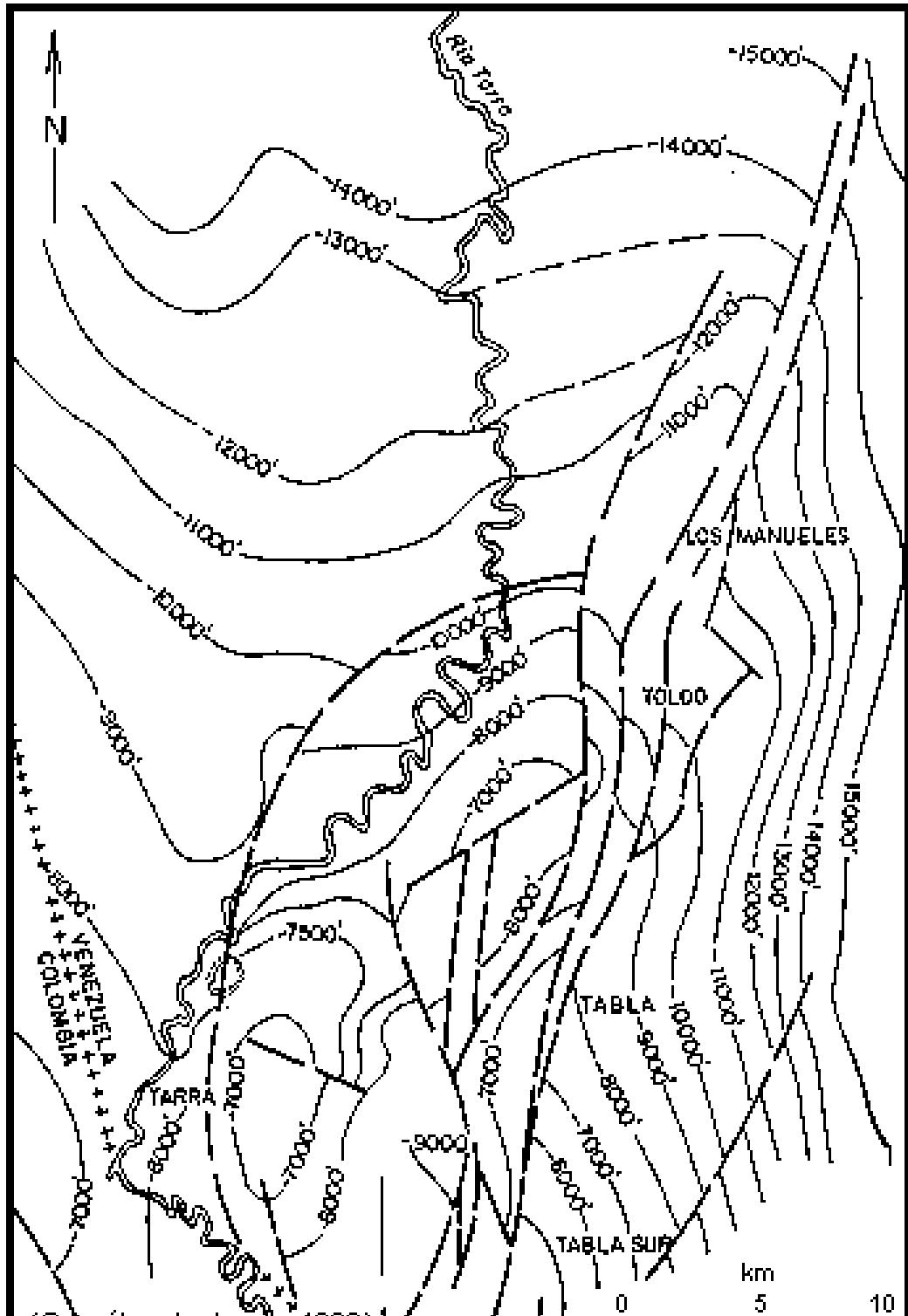
Concordantemente, siguen las formaciones eocenas Mirador y Carbonera, de areniscas, lutitas, limolitas y carbón.

Concluye la sección con el Mioceno: lutitas de la Formación Guayabo.

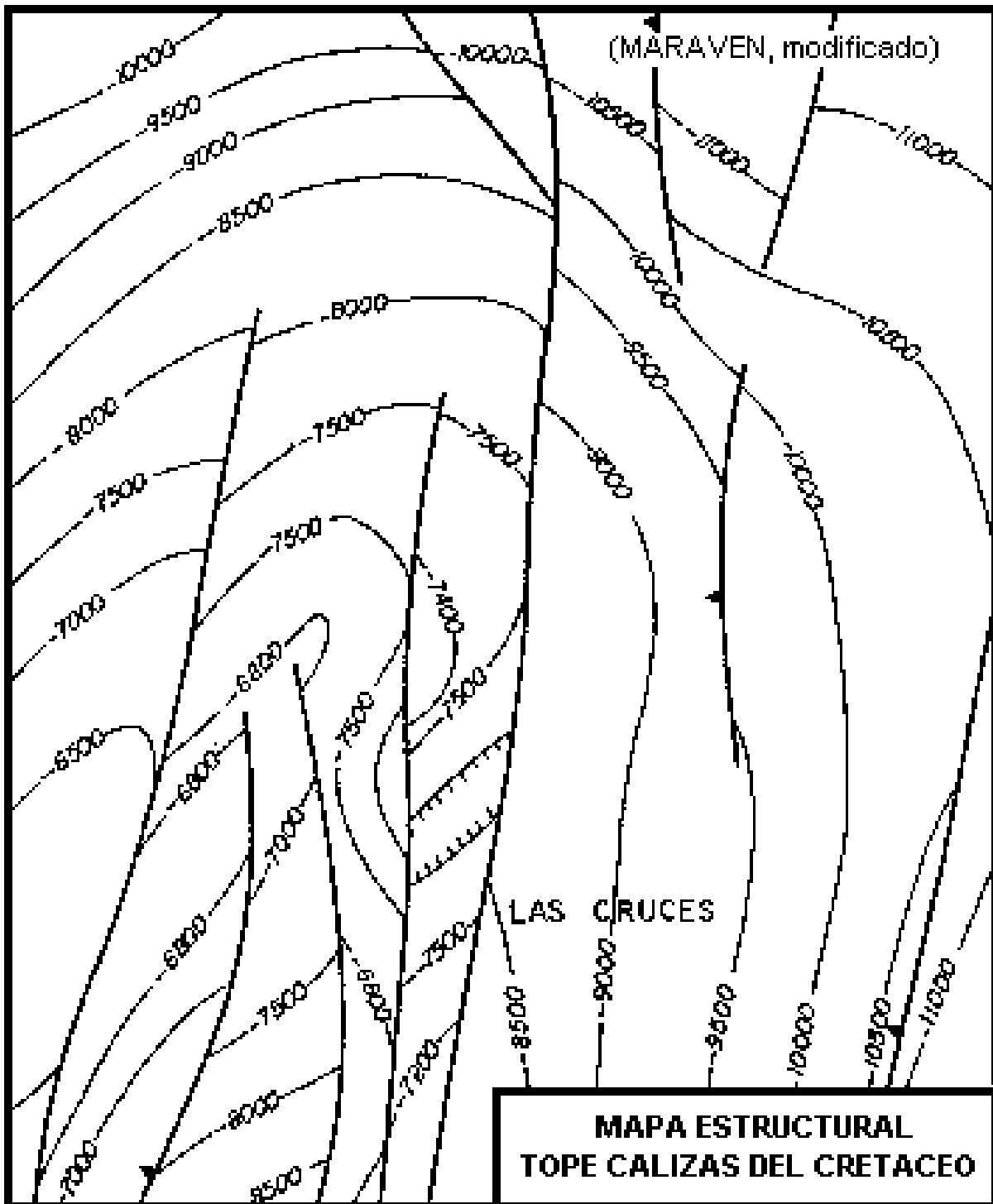
Estructura: Los campos originalmente denominados Las Cruces (T-1, 1916), El Cubo y Los Manueles (CM-1, 1927), se agruparon bajo el nombre de la Tarra, y se encuentran sobre la estructura del anticlinal de Tarra. Esta estructura presenta declive casi continuo hacia el norte, desde la frontera con Colombia y se reconoce en superficie por una extensión de 75 km. Hay por lo menos tres inversiones en el declive, las cuales han dado lugar a las estructuras de Las Cruces, Tarra y Los Manueles.

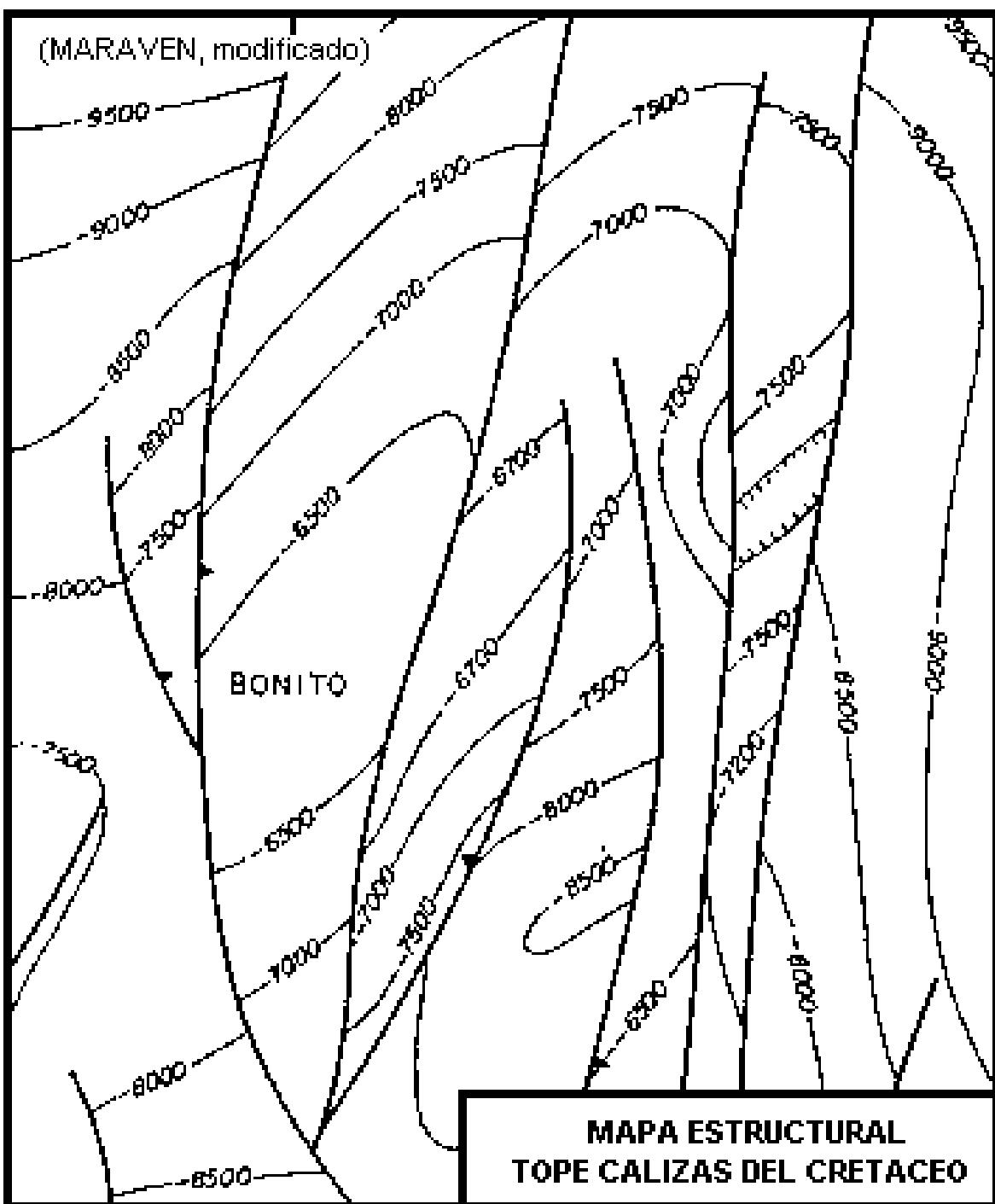
CAMPOS DEL DISTRITO COLON COLUMNAS ESTRATIGRAFICAS

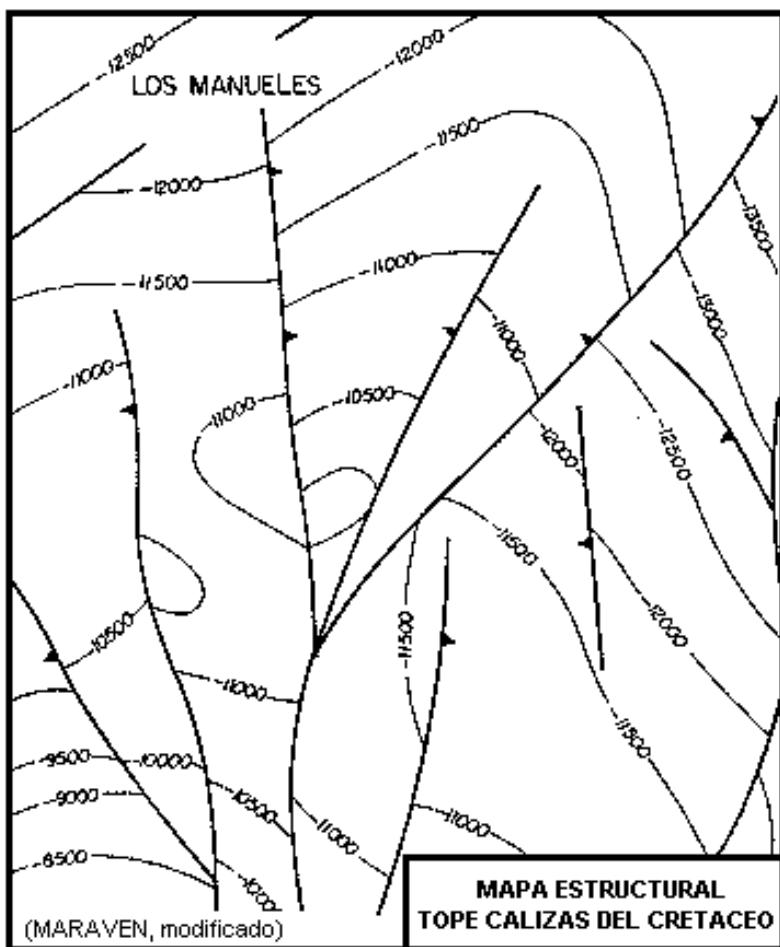
EDAD		FORMACION	ESPESOR PROMEDIO CAMPOS BONITO Y LAS CRUCES (PIESES)	ESPESOR PROMEDIO CAMPO LOS MANUELES (PIESES)	
MIOCENO	SUPERIOR	GUAYABO	500	1000	
	MEDIO				
	INFERIOR	LEON	500	1350	
EOCENO	SUPERIOR	CARBONERA	1430	1320	
	MEDIO	MIRADOR	350	840	
	INFERIOR				
PALEOCENO		ORDOCIE	LOS CIEBROS	730	
			BARCO	350	
			CATATUMBO	480	
CRETAICO	SUPERIOR	MUDO JUAN/COLOR	2490	2400	
			190	170	
		GUAYACAN	00	40	
		SEBORUDO	850	480	
		LA GRITA	150	100	
	INFERIOR	AGUARDIENTE	400	480	
			400	400	
		MERCEDES	100	70	
		QUAIMAROS	400	360	
		TIBU	40	35	
JURASICO	RIO NEGRO				
	PERMICO		BASAMENTO METAMORFICO FORMACION MUCUCHACHI		



**MAPA ESTRUCTURAL
CAMPOS DEL DISTRITO COLON
MIEMBRO SOCUY**







Al sur de **Las Cruces** el anticlinal es muy estrecho y de flancos casi verticales; más al norte, al iniciarse el domo de Tarra, se desarrolla un corrimiento en la cumbre que monta el flanco oeste sobre el flanco este. El desplazamiento del corrimiento de Tarra alcanza en Las Cruces unos 1.500 mts, y la deformación disminuye de sur a norte, siendo menos marcada en Los Manueles.

El campo **Bonito** es una nariz estructural que constituye el extremo SO del domo fallado, alargado en dirección NESO, que comprende los campos Bonito y Las Cruces. La estructura está cortada diagonalmente por fallas inversas norte-sur con desplazamiento de 400' y buzamiento oeste. Dos de estas fallas separan a Bonito del campo Las Cruces, ubicado al este. El bloque hundido por el fallamiento inverso descubrió petróleo en la formación Aguardiente.

El domo de **Tarra** se desarrolla mejor sobre el flanco sobre corrido en cuyo extremo este presenta un sinclinal menor y varios anticlinales simétricos pequeños situados sobre el flanco de corrimiento, denominados anticlinales de Aguas Calientes. Otra característica notable es la presencia de una cuña delgada de capas inclinadas entre dos planos de falla convergentes, arrastrada por el corrimiento. El plano del sobre corrido buza solamente unos 15°, pero se inclina a profundidad.

Unos 15 km al norte de Tarra se encuentra el campo de **Los Manueles**, menos complicado. La estructura principal está definida por una nariz estructural con declive hacia el noreste, cortada al este por el fallamiento inverso presente en Tarra, que limita la estructura. Los flancos presentan buzamiento suave de 10°; el plano de falla buza unos 45° y el desplazamiento de la falla es de unos 400 metros.

Tarra Oeste es una estructura anticlinal de menor relieve en dirección norte-sur, situada 10 km al suroeste de Tarra y limitada al oeste por falla inversa de buzamiento oeste. El objetivo se dirige especialmente al intervalo de calizas cretácicas, en las cuales se obtuvo la primera producción en 1947. Al tope de estos horizontes la estructura está definida por un domo cerrado ligeramente fallado, de 11 km de longitud por 5 km de ancho. En 1951 se encontró producción del Paleoceno inferior.

Producción: La acumulación de petróleo está limitada por la estructura. En **Las Cruces**, el flanco oriental infracorrido se encuentra afectado por fallas convergentes que limitan la producción hacia el este.

Los yacimientos principales de Bonito son las calizas y areniscas cretácicas; y como objetivo secundario, se encuentran las areniscas jurásicas de la Formación La Quinta.

La principal zona productora en el campo Tarra es la sección de areniscas lenticulares de la Formación Barco del Paleoceno, (Grupo Orocué); el mecanismo principal es por gas disuelto. Las formaciones Mirador y Carbonera del Eoceno también producen en Tarra; en estos yacimientos la producción es por empuje de agua.

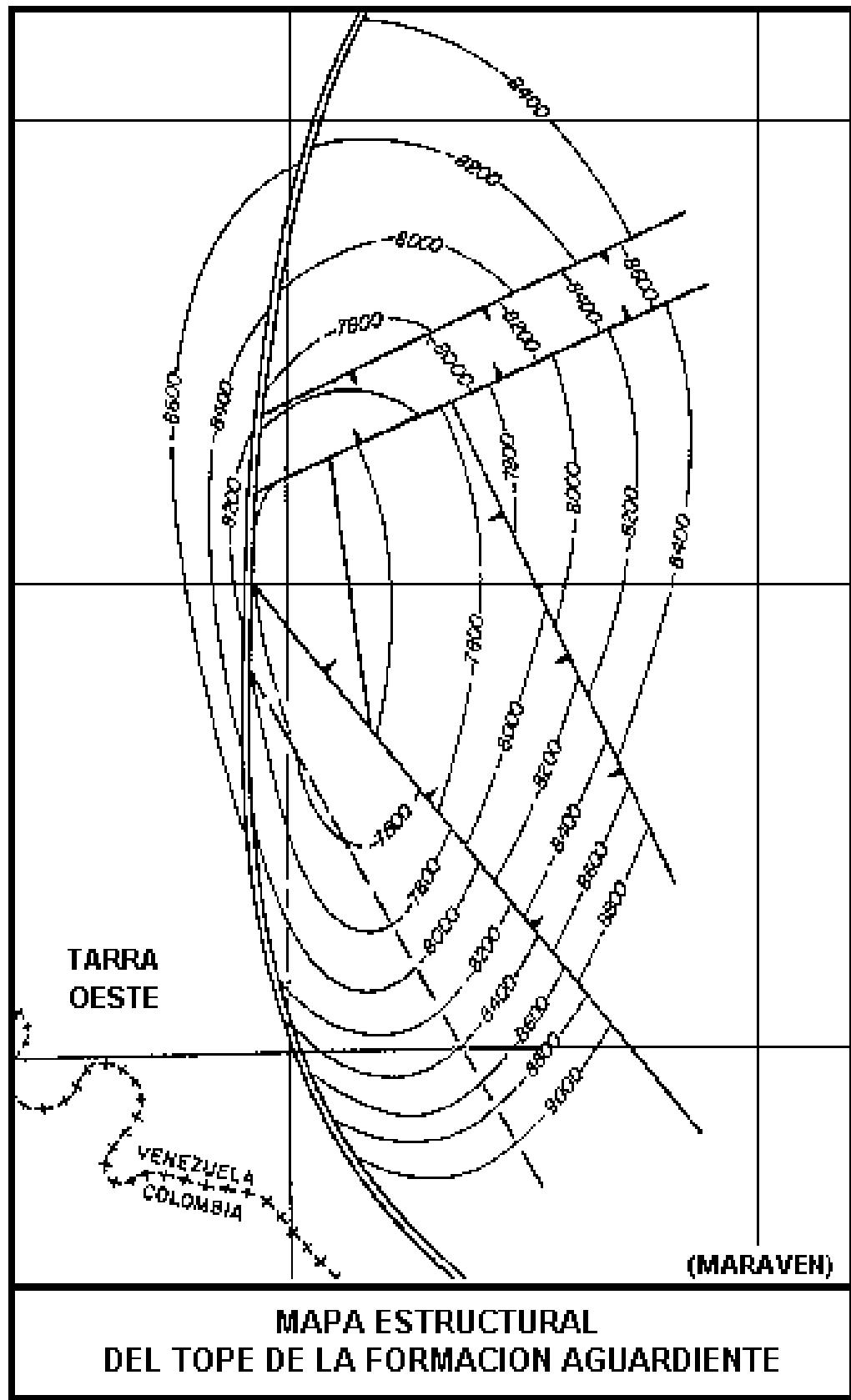
En **Los Manueles**, la Formación Mirador del Eoceno es la primera unidad petrolífera. Las areniscas eocenas de la sección inferior de Carbonera son también productivas.

Durante los años 1957 y 1958 fueron descubiertas acumulaciones de petróleo en las formaciones Carbonera y Mirador del domo norte de Los Manueles. También se descubrió producción de las arenas Barco del flanco este en 1957.

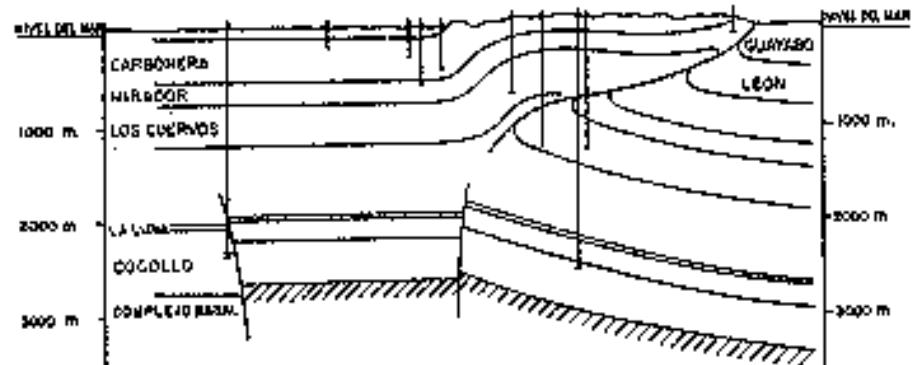
El entrampamiento principal es por fallamiento, pero también existen tamaños estratigráficos. La mayor producción proviene del labio levantado de la estructura.

En **Tarra-Oeste** se obtiene producción de arenas de las formaciones Catatumbo (Paleoceno) y Aguardiente (Cretáceo) y de las calizas cretácicas Apón y La Luna.

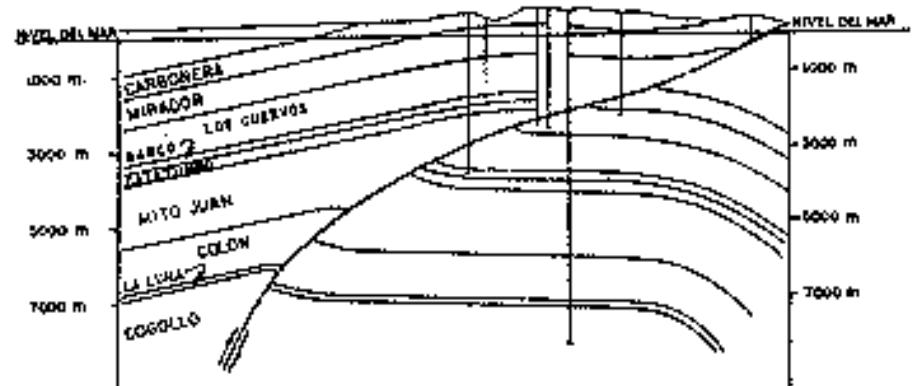
La gravedad del petróleo cretácico en Tarra Oeste es de 41° API y la RGP de 2.800 a 3.200 PCB.



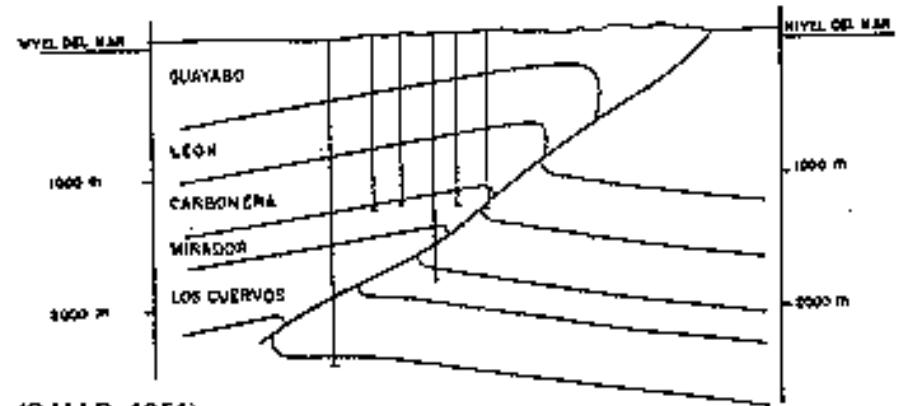
CORTE GEOLOGICO - CAMPO LAS CRUCES



CORTE GEOLOGICO - CAMPO TARRA

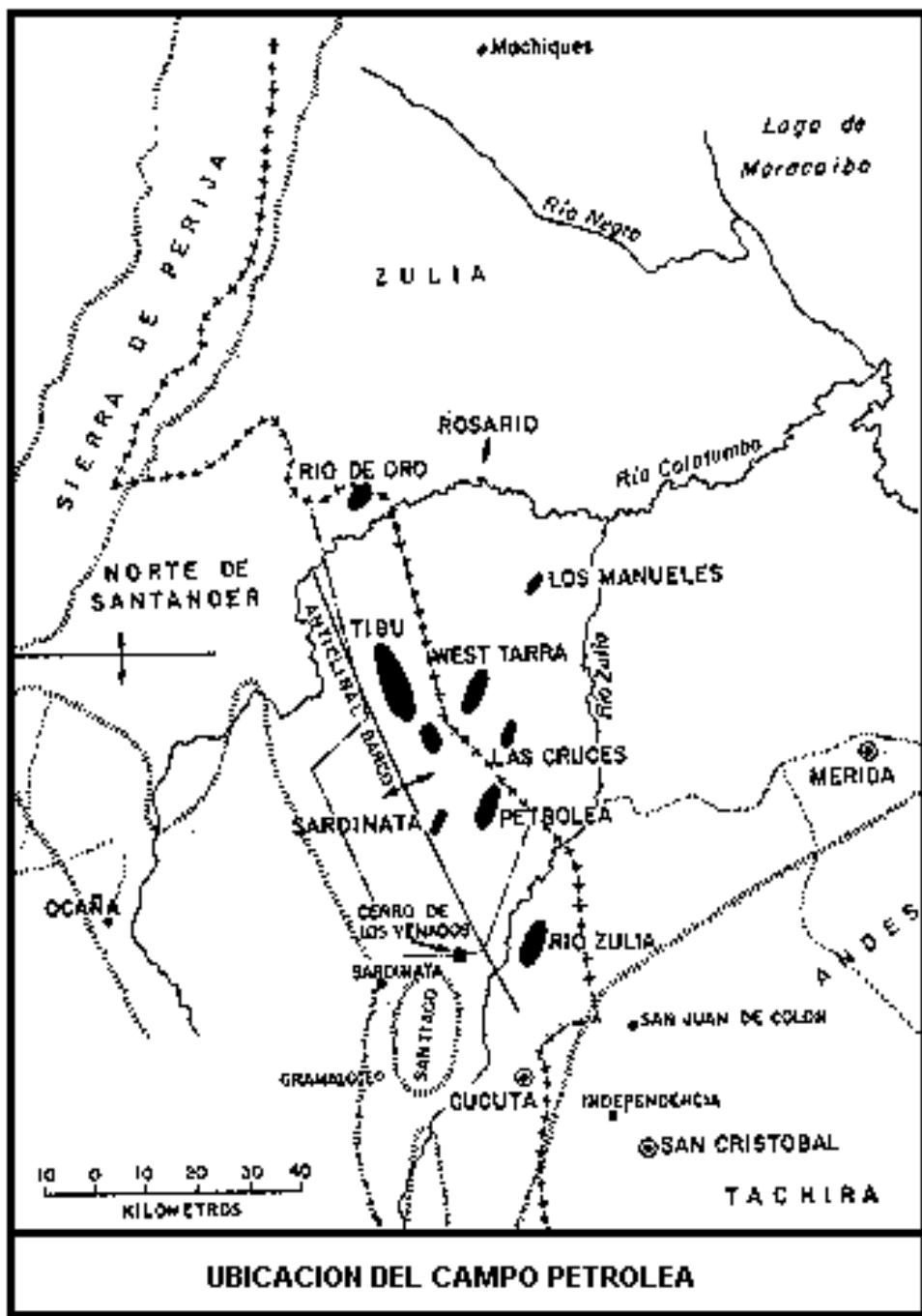


CORTE GEOLOGICO - CAMPO LOS MANUELES



Campo Petrólea

El campo Petrólea se encuentra en la región colombiana al suroeste de la Cuenca del Lago de Maracaibo conocida como Concesión Barco, otorgada en 1905 al General Virgilio Barco, quién construyó un destilador para los manaderos de crudo abundantes en el área.



El primer pozo lo perforó la Colombian Petroleum Company en 1933; situado en el flanco este del anticlinal norte de Petrólea, reventó, se incendió y fue abandonado. El segundo pozo, a 3.008', penetró 56' del Basamento y fue completado a 1.299' en la Formación Cogollo (850 B/D).

Siguieron en la misma área los descubrimientos de Carbonera (1938), Tres Bocas (1940), Tibú (1942), Sardinata (1950), Río Zulia y otros.

Estratigrafía: Afloran a partir de la cumbre de la estructura el Grupo Cogollo, la Formación La Luna, la Formación Colón, el Grupo Orocué, las formaciones Mirador, Carbonera, León, Guayabo. En los pozos, aparecen las arenas Uribante sobre el basamento igneometamórfico.

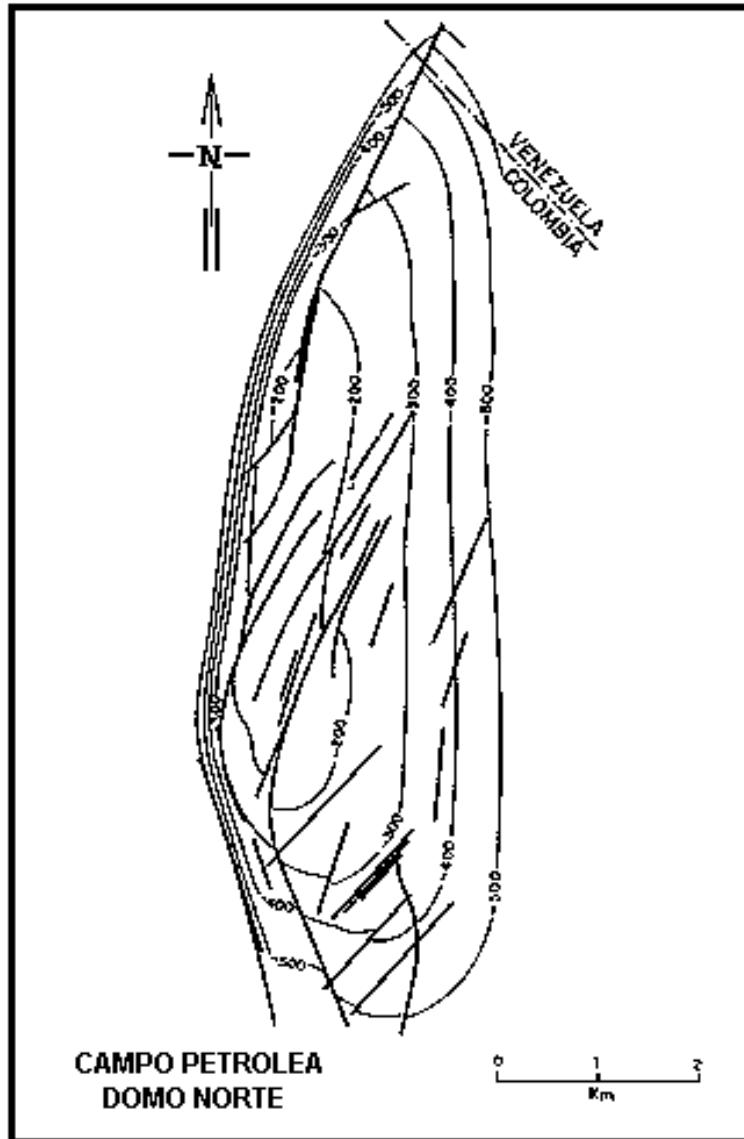
CAMPO PETROLEA COLUMNNA ESTRATIGRAFICA		
EDAD	FORMACION	ESPESOR
PALEOCENO	CATATUMBO	328-885'
CRETACEO SUPERIOR	MITO JUAN COLON LA LUNA	885-1.380' 690-1.480' 145-275'
CRETACEO INFERIOR	COGOLLO URIBANTE	720-1.445' 1.380-1.640'
PRE-CRETACEO	BASAMENTO	

		CONCESSION BARCO	REGION DEL TACHIRA
REGLENTE PERISTOCENO			ALUVIONES
PLIOCENO			
O S O M I O L E O C I P A O C U C T C A I W O C U A I W O C U	SUPERIOR MEDIO INFERIOR OLIGOCENO SUPERIOR MEDIO INFERIOR PALEOCENO MAESTRICHTIENSE CAMPANIENSE SANTONIENSE CONCIENSE TURONIENSE CENOMANIENSE ALBIENSE APTIENSE BARREMIENSE NEOCOMIENSE	GUAYABO LEON CARBONERA MIRADOR SUPERIOR MIRADOR INFERIOR GRUPO CATATUMBO COLON LA LUNA CAPACHO AGUARDIENTE APON RIO NEGRO	BETIJOCUE ISNOTU PALMAR LEON CARBONERA MIRADOR SUPERIOR MIRADOR INFERIOR LOS CUERVOS BARCO CATATUMBO RIO de Oro COLON Tres Esquinas Flanita del Tachira LA LUNA Guayacan CAPACHO MARACA AGUARDIENTE APON Mercedes Gualidores Tibú RIO NEGRO

Estructura: El campo está situado en unanticlinorio prominente que incluye los anticlinales Leoncito y González al sur, y Las Cruces y Los Manueles al norte en territorio venezolano.

El anticlinal de Petrólea es asimétrico y muy fallado. El flanco este buza 15° y los buzamientos del oeste son muy pendientes y volcados. La mayor parte de las fallas son longitudinales e inversas; existe también un sistema de fallas normales.

El anticlinal incluye dos domos alineados. El cierre es de aproximadamente 3.300'.



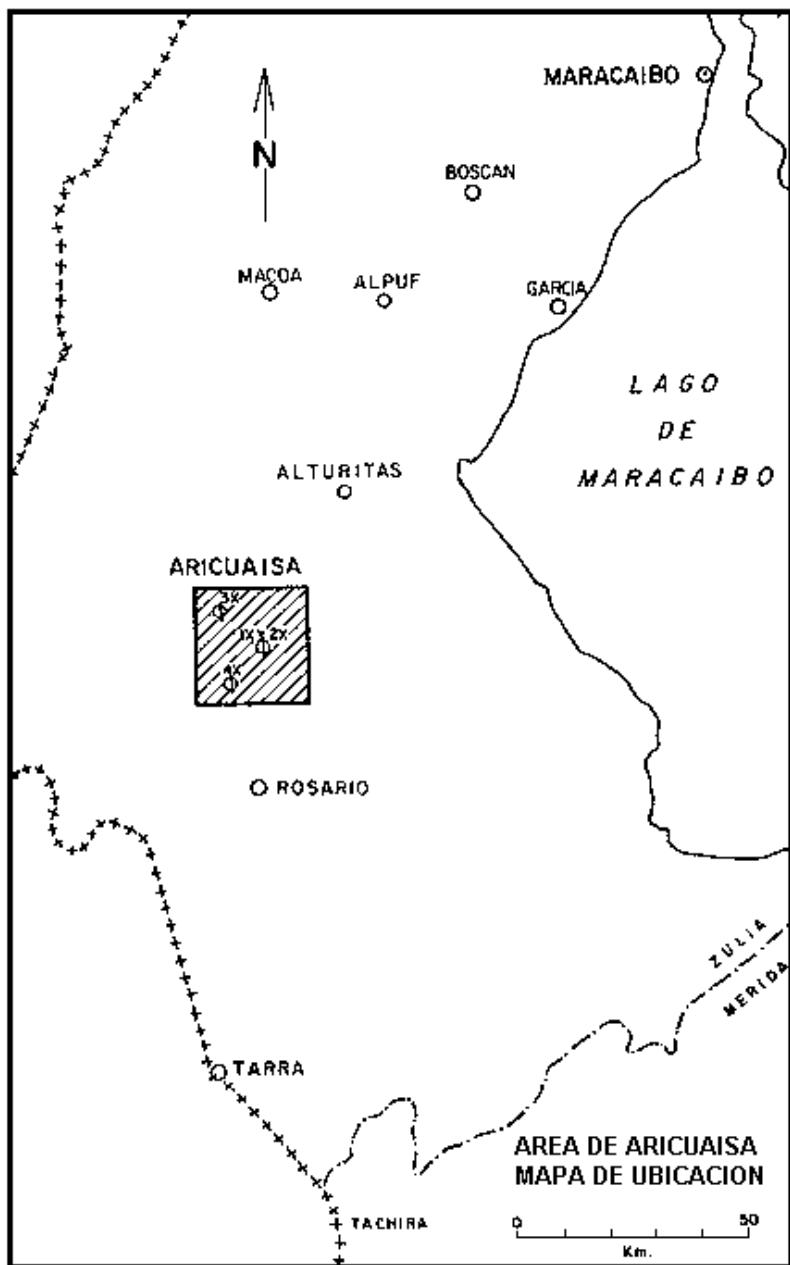
Producción: Producen seis intervalos del Cretáceo: Uribante, cuatro horizontes del Grupo Cogollo y la Formación La Luna.

El crudo tiene gravedad de 36.7 a 47.8° API.

Campo Aricuaisá

El área de Aricuaisá se encuentra al norte del Campo Rosario y al sur del Campo Alturitas, en la zona de plegamiento intenso del borde este de la Serranía de Perijá.

El primer pozo perforado por Lagoven en el área, ARI-1X, fue suspendido el 06-03-80, sin alcanzar el Cretáceo. Los pozos siguientes atravesaron las calizas.



Estratigrafía: Las capas más antiguas penetradas por los pozos corresponden a la Formación La Quinta, del Jurásico.

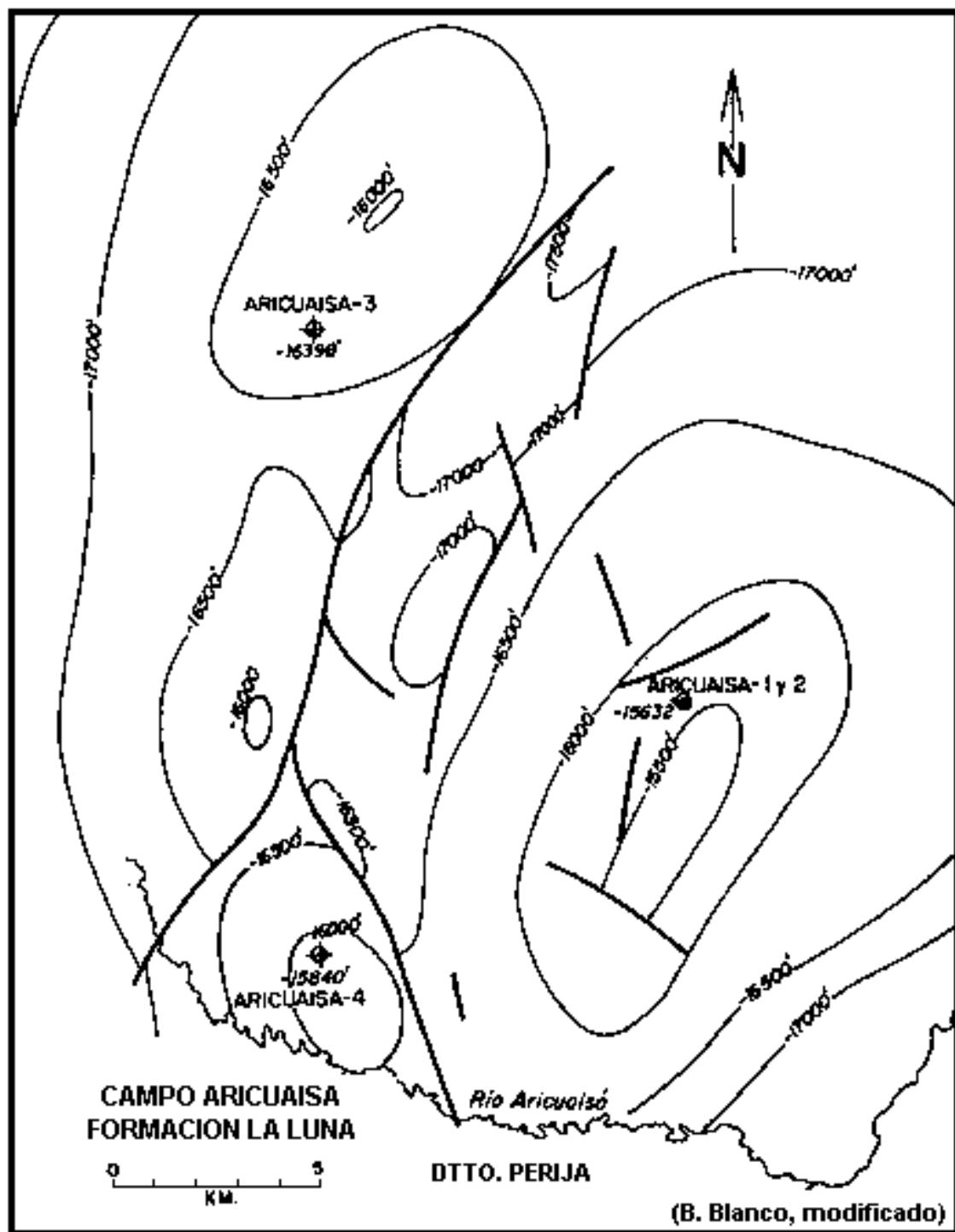
Encima, discordantes, la Formación Río Negro y las calizas cretácicas, seguidas por las lutitas de Colón y el Miembro Mito Juan. Se ha postulado una discordancia local entre las formaciones La Luna y Colón.

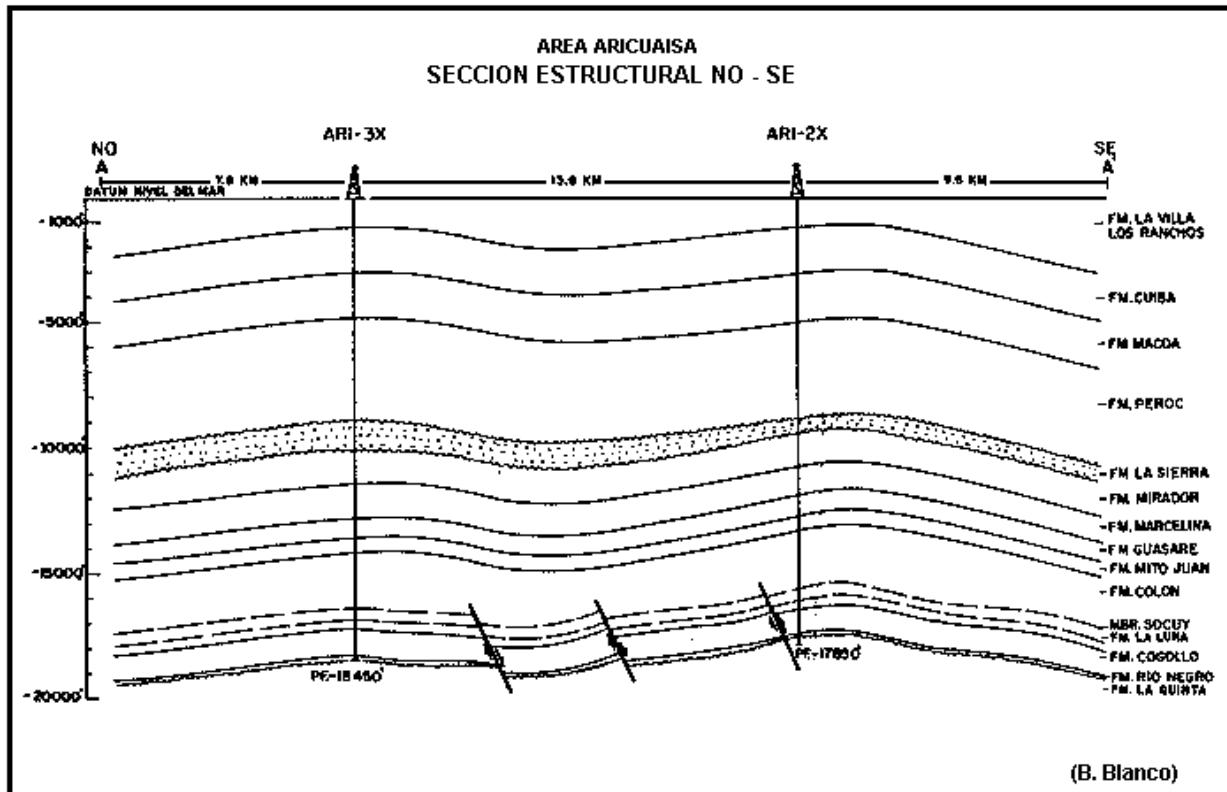
Finalizan, los sedimentos deltaicos del Terciario inferior y los continentales del Terciario superior.

Estructura: Se han localizado dos estructuras principales, separadas por una falla mayor de rumbo norte-sur. Al oeste, un alto estructural arqueado, alargado en sentido norte sur, conformado por tres pequeños domos de orientación noreste, norte-sur, y noreste, de sur a norte, respectivamente. Al este de la falla, un domo simétrico de rumbo noreste, en el cual se perforó sin éxito el pozo API-2X.

		CONCESION BARCO	REGION DEL TACHIRA	PERIJÁ
REGISTRO		ALUVIONES		
PLEISTOCENO				
PLIOCENO		BETIJOQUE		LA VILLA Los Ranchos
CENOZOICO	SUPERIOR	ISNOTU		CUIBA
	MEDIO	PALMAR		MACOA
	INFERIOR	LEON		PEROC
OLIGOCENO		CARBONERA		CEIBOTE
OLIGOCENO	SUPERIOR	MIRADOR SUPERIOR		LA SIERRA
	MEDIO			
	INFERIOR	MIRADOR INFERIOR		MIRADOR INFERIOR
PALEOCENO		GRUPO LOS CUERVOS	MIRADOR INFERIOR	
CENOZOICO	MAESTRICHNIENSE		LOS CUERVOS	
	CAMPAÑIENSE		BARCO	
	SANTONIENSE		CATATUMBO	
CENOZOICO	CONIACIENSE	COLON		RIO de Oro
	TURONIENSE	LA LUNA		COLON
	CENOMANIENSE	CAPACHO		Trés Esquinas
CENOZOICO	ALBIENSE	AGUARDIENTE		LA LUNA
	APTIENSE	APON		Guayacán
	BARREMIENSE			CAPACHO
NEOCAMIENSE		APON		MARACA
		Mercedes Guaimaral Tiba		LISURE
		APON		APON
		RIO NEGRO		RIO NEGRO
				Macha Tiba

El plegamiento está presente en las secuencias cretácica y terciaria, por lo cual se relaciona con el levantamiento de la Sierra de Perijá durante la Orogénesis Andina (Mio-Plioceno). Se señalan dos sistemas de fallamiento que no afectan la secuencia post-La Luna: uno con orientación NO-SE y otro de rumbo NE-SO.





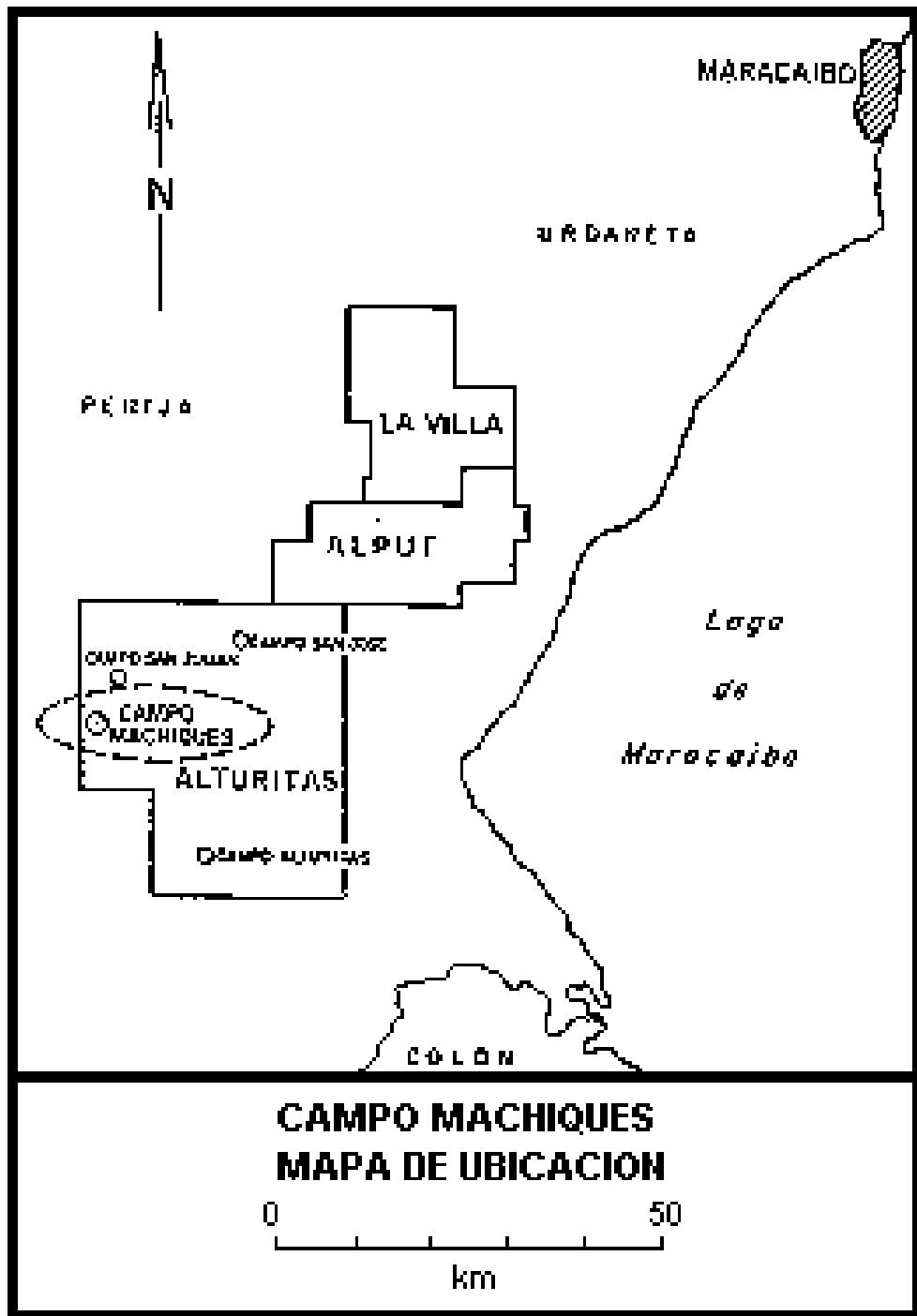
Producción: El Pozo ARI-1X no llegó al Cretáceo por razones mecánicas; la Formación Marcelina fluyó 100% agua. El segundo, API-2X, probó selectivamente el Cretáceo encontrando petróleo de 40° API, con alto porcentaje de agua y rápida pérdida de presión. Ambos pozos fueron perforados en el flanco occidental, tres kilómetros buzamiento abajo, de la cumbre de Aricuaisá Este.

ARI-3X y ARI-4X perforaron dos de las culminaciones de Aricuaisá Oeste encontrando crudo cretácico de 40° API en condiciones no comerciales.

Campo Machiques

Se inició la perforación del Pozo Machiques-1 el 10-8-81, para una profundidad de 18.057'.

Machiques-2 fue suspendido el 23-2-83, con una profundidad de 18.390'. Machiques-3 alcanzó los 18.764'.



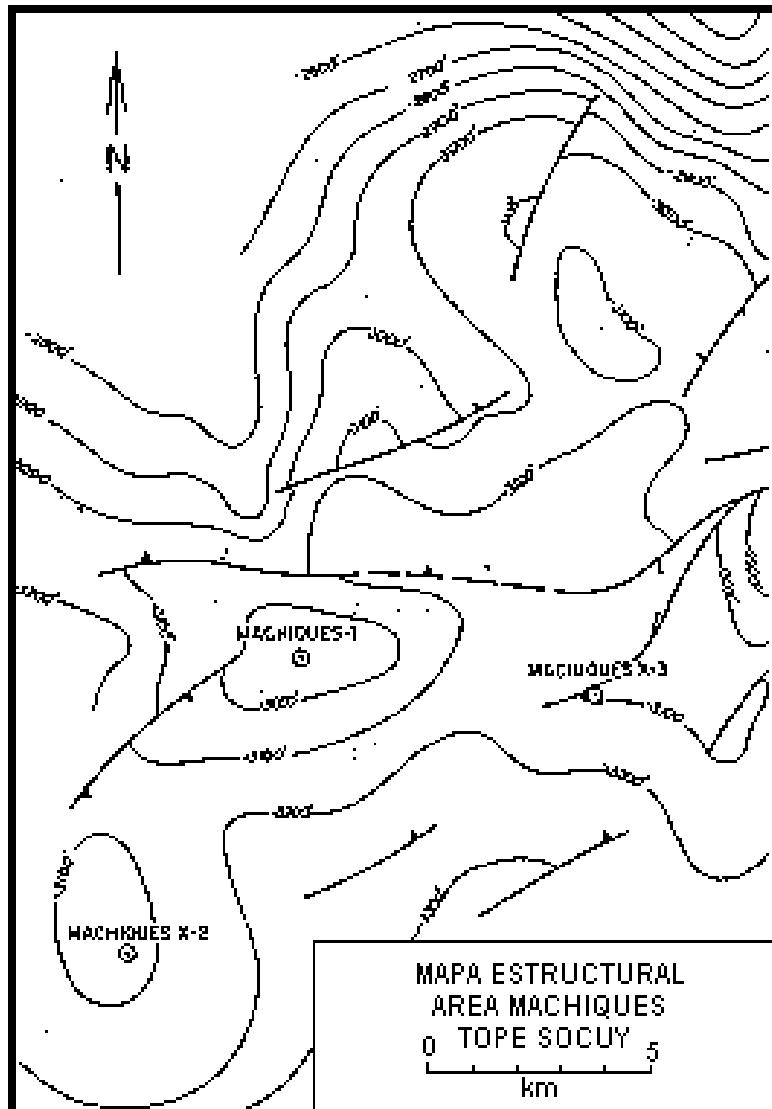
COLUMNA LITOLOGICA DEL POZO MACHIQUES-1

	TMCS	FORM	
CENOZOICO	100	HIALTO	TIPO DE LA DISCORDANCIA DEL EOCENO
	50	MONSERRAT	ARENISCAS
	300	MONTLLER	ARENISCAS CON INTENCIACIONES DE LUMINA
PALEOOCENO	100	GUASARI	ARENISCAS CALCAREAS
	500	LA QUINTA	LITOFILIS LIMOSAS FOSILFERAS
	1000	COLPES	
CRETACEO SUPERIOR	100	LA QUINTA	CALIZAS FERRUGINOSAS NEGROAS
	500	COLPES	CALIZAS OXIDICHTAS FOSILFERAS
	1000	LA QUINTA	CALIZAS BIOLICENAS CRUJAS GLACIACIONALES ARENISCAS GLACIACIONALES
CRETACEO INFERIOR	1000	LA QUINTA	CALIZAS COMPACTAS DURAS CALIZAS MAROSAS
	1500		
	1800	COLPES	

Estratigrafía: Todos los pozos penetraron la Formación La Quinta (Machiques-3 con 124'). La estratigrafía corresponde a la sección tipo del área de Perijá, con todas las formaciones presentes.

FORMACION O MIEMBRO	MACH-1	
	TOPE	ESPESOR
Cuiba	ND	-
Macoa	ND	-
Peroc	ND	-
La Sierra	10.420'	663'
Mirador	11.083'	217'
Marcelina	11.300'	798'
Guasare	12.098'	608'
Mito Juan	12.706'	584'
Colón	13.290'	2.494'
Socuy	15.784'	74'
La Luna	15.858'	406'
Maraca	16.284'	120'
Lisure	16.384'	314'
Apón	16.700'	1.240'
Río Negro	17.940'	54'
La Quinta	NP	

Estructura: Se perforó en uno de los rasgos estructurales resaltantes del área, anticlinales y domos, combinados con un sistema principal de fallas inversas de rumbo norte-sur y dos patrones de fallas normales de rumbo este-oeste y noroeste-sureste.



Producción: Machiques-1 probó las calizas del Grupo Cogollo y la Formación La Luna, pero la presión del yacimiento no logró mantener un flujo continuo.

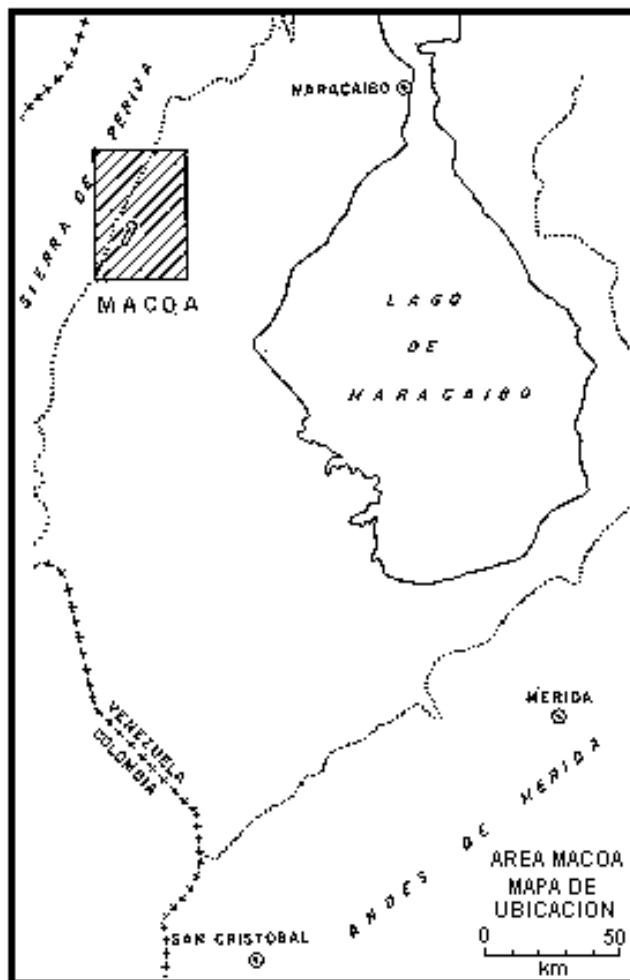
Machiques-3 probó la Formación Apón que, acidificada produjo 3.600 - 1.440 B/D de crudo con gravedad promedio de 37° API.

Campo Macoa

El Campo Macoa se encuentra situado en el Municipio Rosario del Distrito Perijá. Comprende dos áreas, Norte y Sur, separadas por el Río Cogollo.

Aflora la formación Macoa. El primer pozo, Zanza-1, perforado en 1916, resultó seco.

El pozo descubridor, Macoa-1, perforado en 1930, produjo 60 B/D de crudo de 13° API. El pozo 26D-1, Rexco, logró crudo cretácico en 1947.



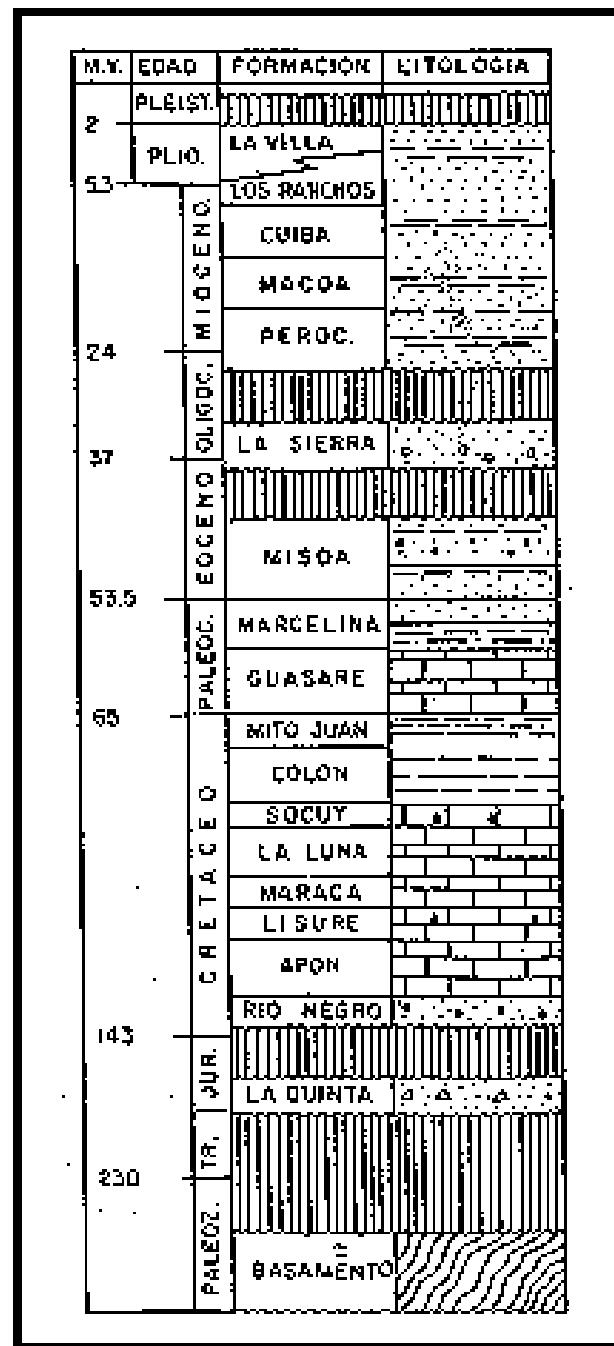
Estratigrafía: Sobre el Basamento se encuentran las calizas y lutitas cretácicas y el Paleoceno de Guasare y Marcelina; discordantemente la Formación La Sierra; y también en discordancia, Peroc, Macoa, Cuiba, Los Ranchos - La Villa.

Estructura: El Alto de Macoa es una estructura compresional altamente fracturada por fallamiento inverso. Está limitada al este por la zona de falla de Macoa y hacia el oeste por la Serranía de Perijá.

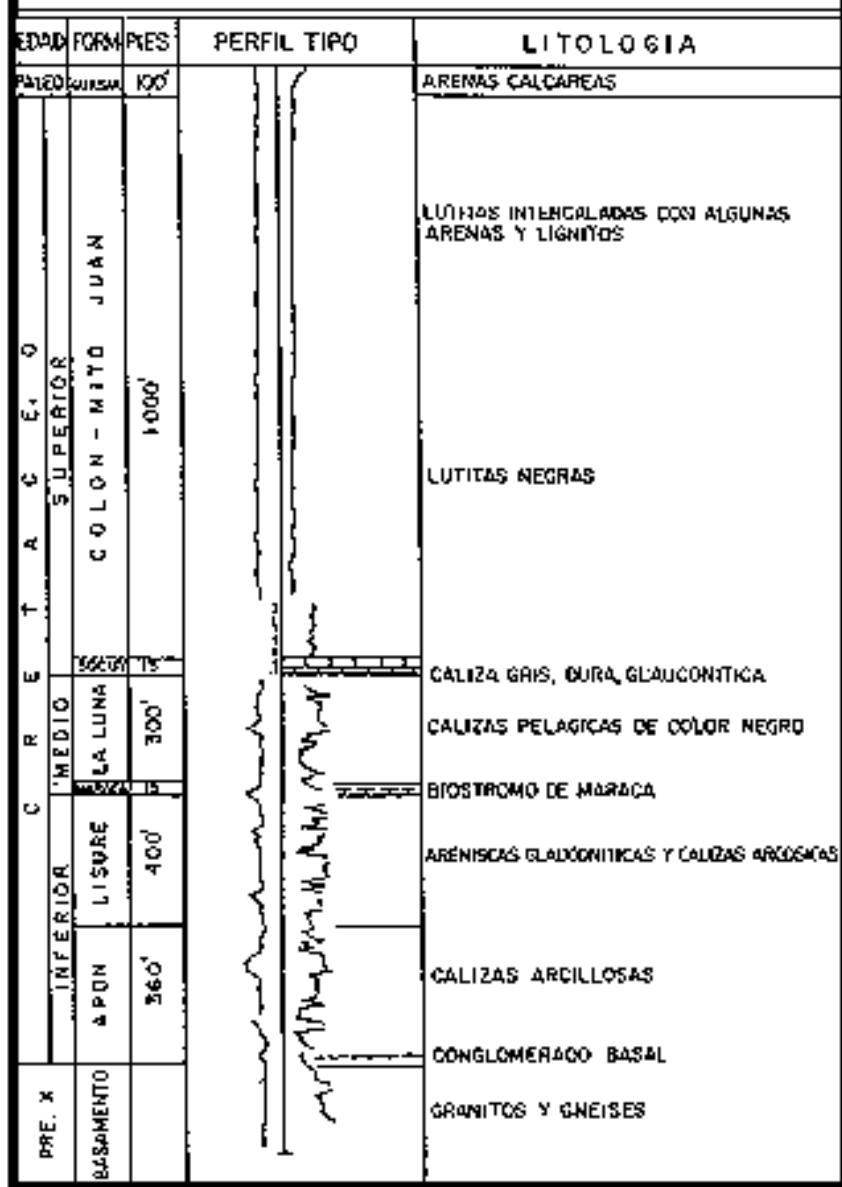
Comprende varias estructuras principales:

1. La estructura "6", de pronunciado buzamiento sur en un bloque cretácico levantado, limitada por dos fallas ubicadas al oeste de la gran falla de Macoa.

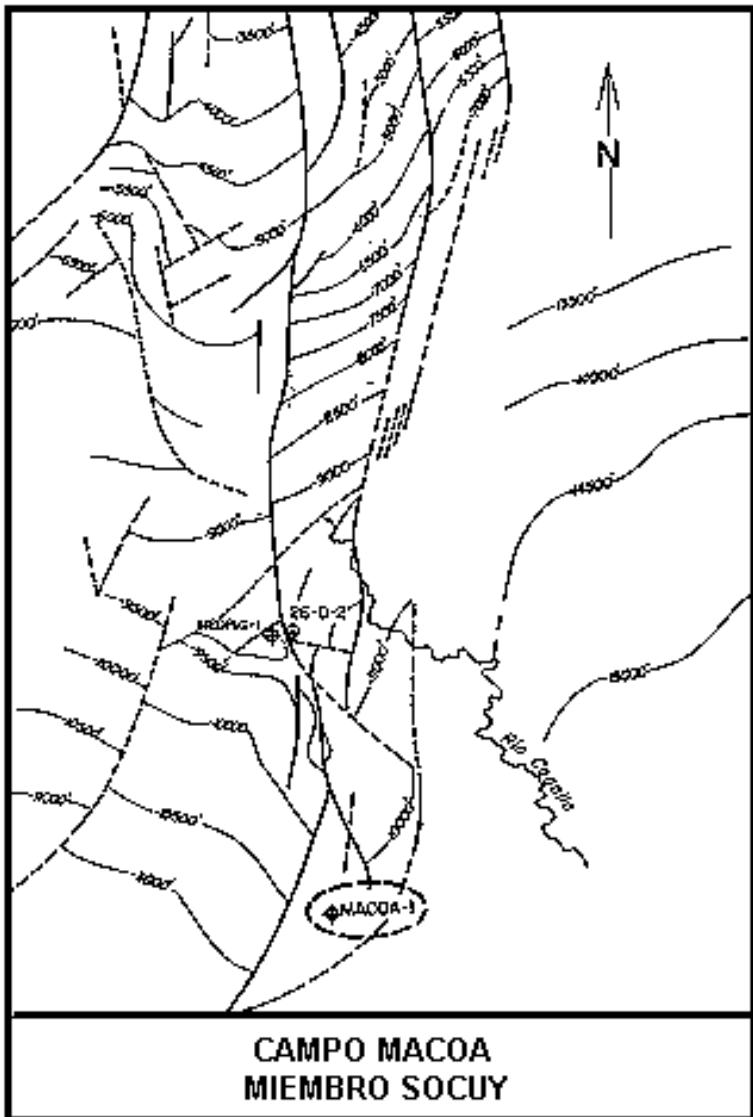
2. La estructura "31", un cierre estructural limitado al este por la falla Macoa y al norte por una pequeña falla normal NO-SE de buzamiento norte.
3. La estructura "30", nariz estructural cretácica con rumbo este-oeste, limitada al oeste por la falla Macoa y al suroeste por una falla normal NO-SE de buzamiento sur.
4. La estructura "32", un cierre estructural limitado al noreste y al suroeste por dos fallas normales de rumbo NO-SE y buzamientos suroeste y noreste.



CRETACEO DEL CAMPO MACOA



Producción: El crudo obtenido es mediano, 22.9° API RGP 300, 40% S y A.



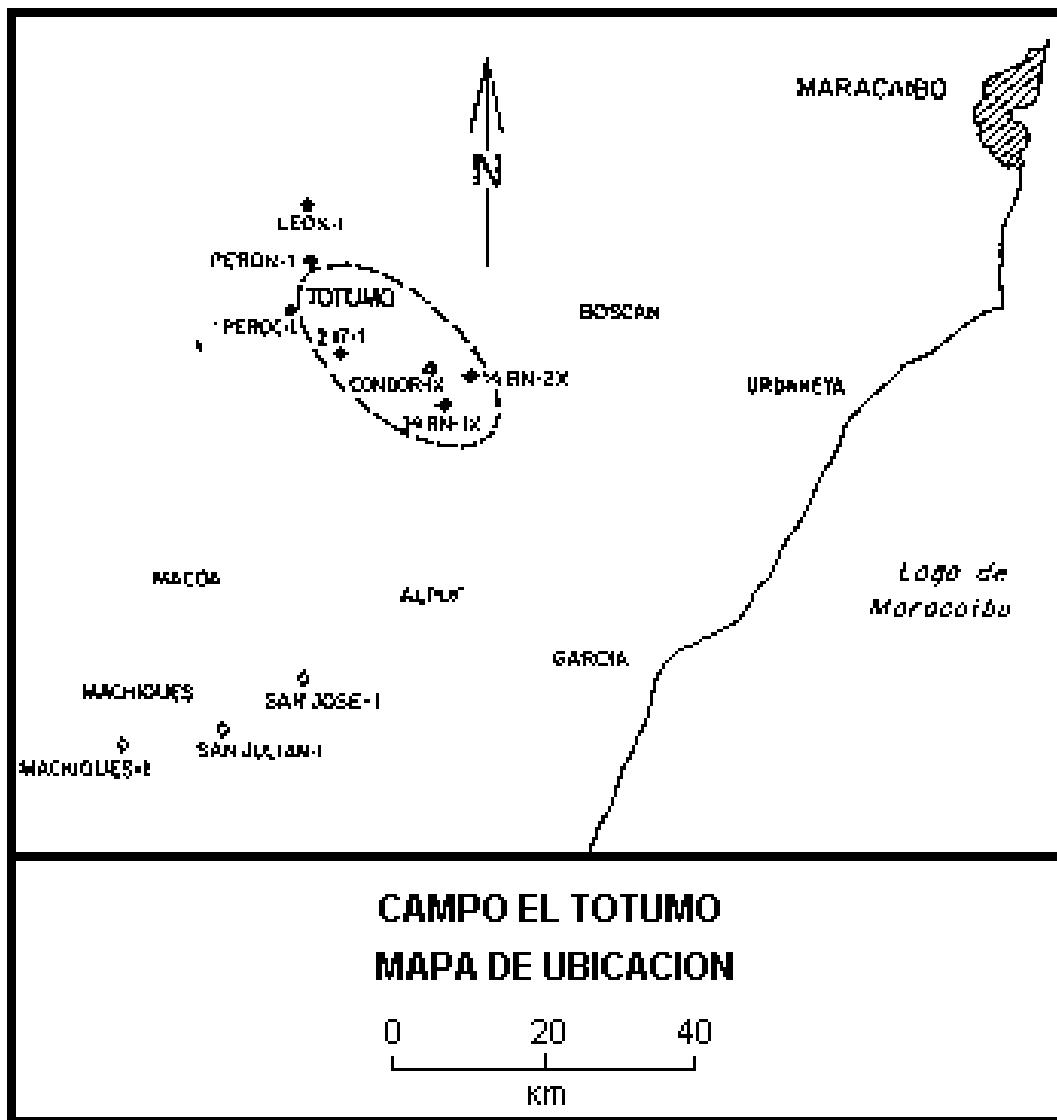
Campo El Totumo

Fue así como accidentalmente se descubrió petróleo por primera vez en las rocas del basamento de El Totumo, 90 km al suroeste de la ciudad de Maracaibo. La Caribbean Petroleum Company (Shell) perforó 2 pozos y comenzó un tercero en 1914 y 1915. El pozo Totumo-2 (Zambapalo N° 1) fluyó 250 B/D de petróleo a 1.227' y fue el pozo descubridor en Venezuela de hidrocarburos en fracturas del basamento; profundizado en 1929 hasta 1533' produjo 523 B/D.

El Totumo fue reactivado en 1928 por la Río Palmar Oilfields Corporation, integrada más tarde a la Standard Oil Company of Venezuela, empresa que completó diez pozos del basamento entre 1928 y 1930; otros dos pozos fueron perforados al noroeste y al suroeste de El Totumo. La mayoría de estos pozos fueron productores mediocres y solamente El Totumo-3 rindió corta producción de 2.100 B/D antes de ser abandonado con producción acumulada de 81.000 barriles.

El campo fue abandonado en 1947, con producción total de 150.000 barriles de crudo, gravedad media 22° API.

En 1980 CORPOVEN perforó el pozo Cónedor 14-RN-1X. en un flanco sinclinal, encontrando fracturas en las calizas de la base del yacimiento cretácico.



CAMPO EL TOTUMO
COLUMNA ESTRATIGRAFICA

EDAD	GRUPO	FORMACION	MIEMBRO	DESCRIPCION
Mioceno Mdl. y Sup.	El Fausto	La Villa Los Ranchos		Areniscas y arcillas.
Mioceneo Int.		Cuiba		Ancilitas monedadas, limosas.
		Mangue		Limolitas, arcillas.
Oligo-Mioceno		Peroc		Ancilitas y lutitas, limolitas, ligeras.
		La Sierra		
Eoceno		Misoa		Areniscas de grano fino a medio, limolitas, con capas de carbon.
		Marcelina		Areniscas, calizas y lutitas.
Plioceno		Guasare		Calizas con areniscas.
		Colón	Mito-Juan Socov	Euscias, calizas, limolitas calizas.
C. R. E. T. A. C. E. O	Int.	La Luna		Calizas con lutitas.
		Maraca		Calizas con giamonesas.
		Lisure		Calizas con lutitas, limolitas.
		Apón		Calizas con lutitas.
		Río Negro		Areniscas carbonosas.
Pre-Cretácea		BASAMENTO		
				Rocas cristalinas.

Estratigrafía: Los pozos cercanos al contacto ígneo-sedimentario pasan de las arcillas acuíferas de la serie Plioceno-Pleistoceno directamente a arenas, cuarcitas, rocas volcánicas precretácicas y otras rocas ígneas que contienen petróleo y gas.

El contacto basal de la Formación La Sierra es una discordancia regional que en el Alto del Totumo cubre rocas volcánicas de la Formación La Quinta. Las arcillas de Peroc llegan a transgredir directamente sobre rocas cretácicas.

La sección estratigráfica completa comprende, sobre el basamento, las calizas y lutitas cretácicas; las calizas y arenas de Guasare y Marcelina; y arenas, lutitas y limolitas de Misoa y la Sierra, Peroc, Macoa y Cuiba, Los Ranchos y La Villa.

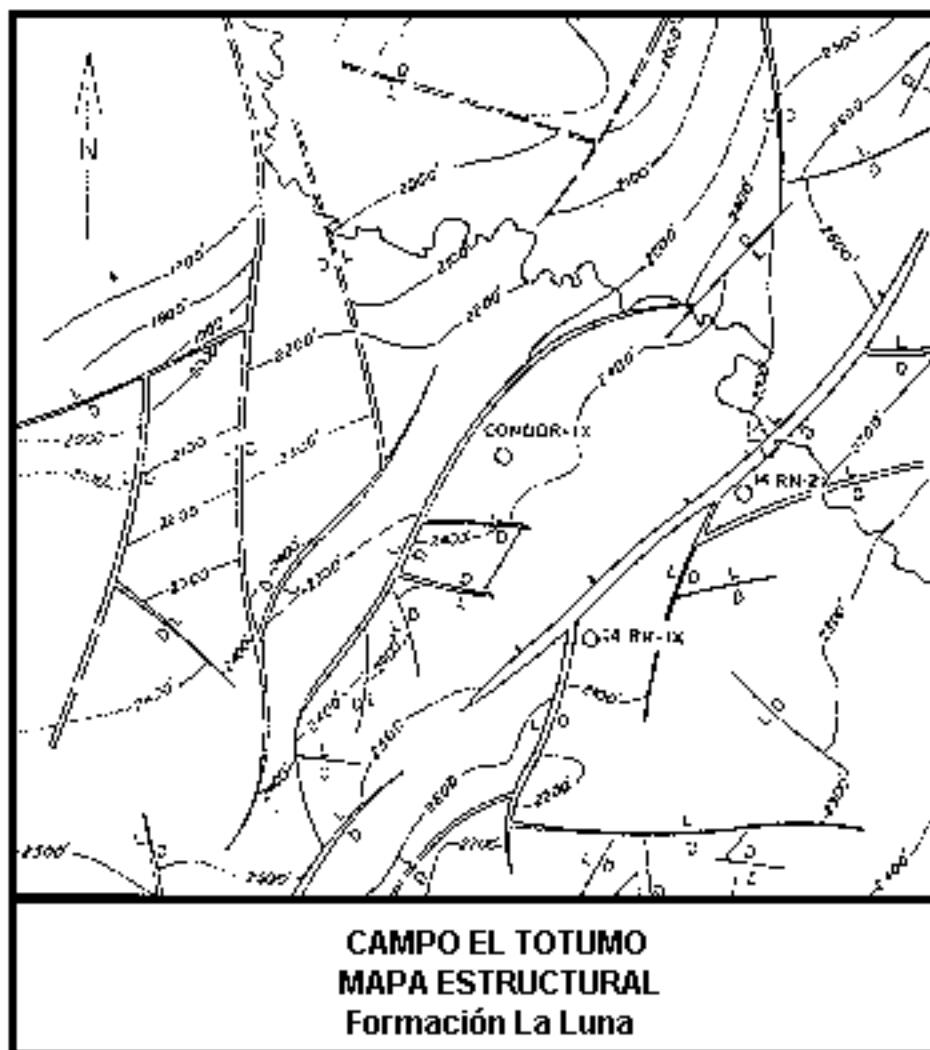
Estructura: El área está afectada por un sistema primario de fallas normales de rumbo general NE-SO y un sistema secundario transversal de fallas menores, que conjuntamente afectan un monocinal con buzamiento regional sureste.

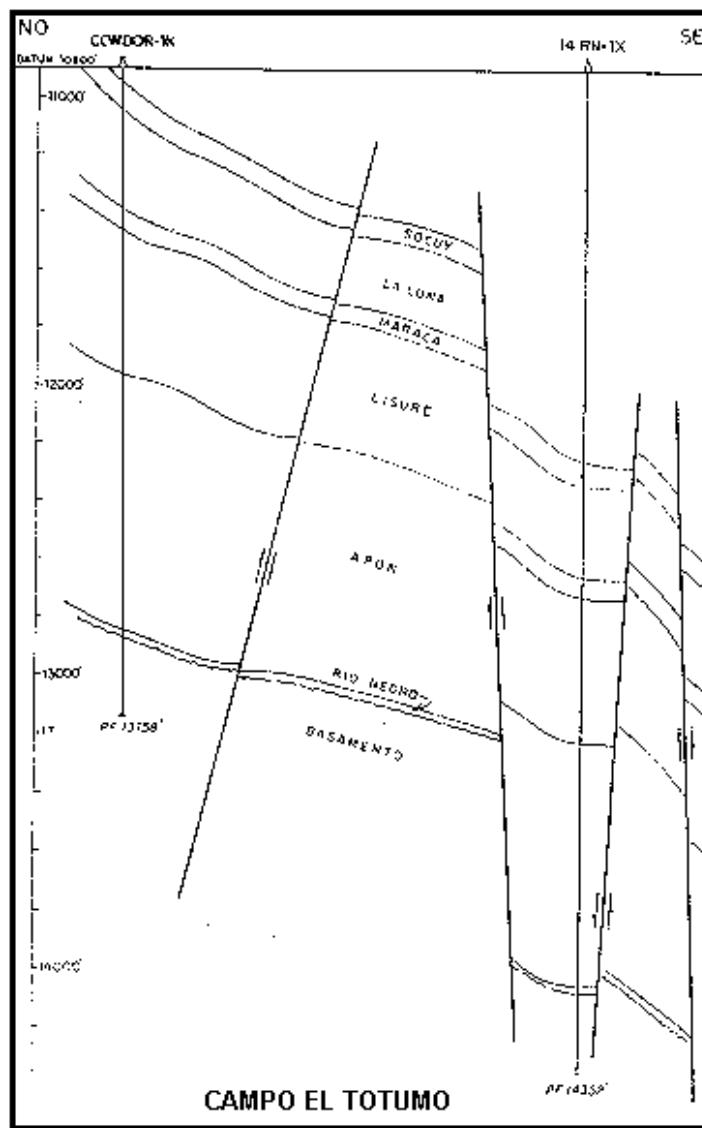
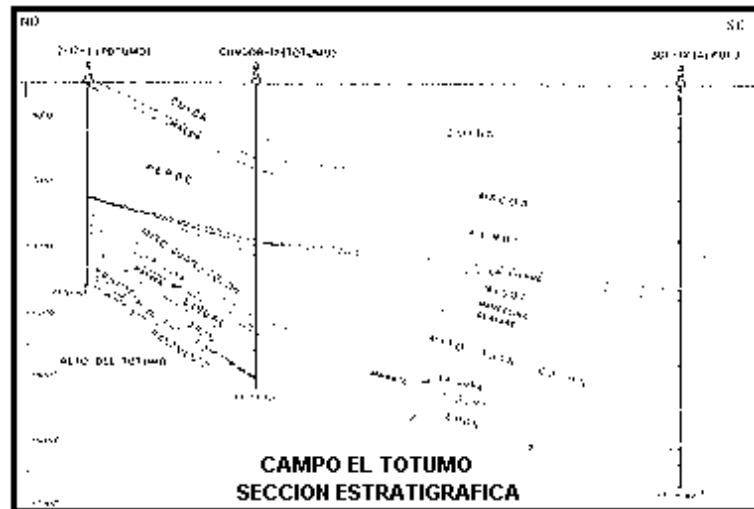
El pozo Condor TX fue perforado al sureste del campo en las cercanas de la Villa del Rosario, en una estructura de tipo anticlinal con rumbo NE-SO. El cierre de la estructura está definido en el labio deprimido de una falla normal NE-SO de buzamiento este (desplazamiento de 200-300 pies). Al extremo sureste del campo se han perforado los pozos 14RN-2X y 14RN-1X, al sur de una falla normal NE-SO de buzamiento este y desplazamiento de 500-1000 pies.

Producción: El primer pozo, perforado en 1914, encontró petróleo en la discordancia entre la Formación La Quinta y las formaciones terciarias suprayacentes.

El pozo Condor-1X probó 290 B/D de crudo 31.2° API, RGP 620, 21% AyS. La producción decayó por el pobre desarrollo de fracturas.

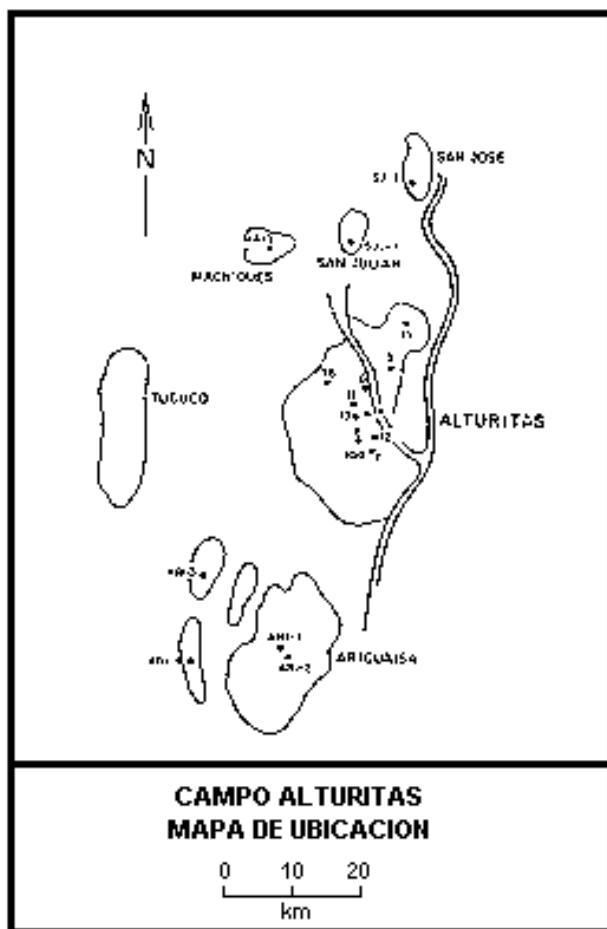
El pozo 14RN-2X fue completado en la sección superior de la Formación Apón (1938 B/D, 30.2° API, RGP 767, 0.0 AyS, H₂S 200) 14RN-1X produjo de Apón inferior (2084 B/D, 32° API, RGP 454, 0.0 AyS).





Campo Alturitas

Está ubicado en el Distrito Perijá del Estado Zulia, 30 km al sur de Machiques. En 1926 la empresa Richmond perforó cinco pozos (Novedad-1 al 5) en la Formación La Villa, a menos de 1.100 pies de profundidad. En 1948-58 la Creole Petroleum Corporation perforó cinco pozos (Alturitas 1 al 5) en base a estudios geofísicos; los dos primeros penetraron el Cretáceo. Lagoven reanudó las actividades completando nuevos pozos productores. Corpoven reactivó la perforación con Alturitas 17 en 1983.



Estratigrafía: La nomenclatura geológica aplicada en Alturitas es la misma que actualmente prevalece en la Sierra de Perijá; y se extiende hasta Alturitas la Formación Mirador del Distrito Colón.

La Formación La Quinta (Triásico-Jurásico) presenta más de 300' de limolitas calcáreas y rocas volcánicas.

El Cretáceo, discordante sobre el complejo ígneo-sedimentario, jurásico de la Formación La Quinta, tiene unos 1.520 metros de espesor y está compuesto en orden ascendente por las siguientes unidades litológicas: arenas y conglomerados de la Formación Río Negro; calizas del grupo Cogollo y de la Formación La Luna; calizas del Miembro Socuy de la Formación Colón; lutitas de la Formación Colón, lutitas, areniscas de grano fino y calizas del Miembro Mito Juan.

El Terciario descansa sobre el Cretáceo transicionalmente. El ciclo Paleoceno-Eoceno tiene un espesor aproximado de 965 mts y se compone de abajo hacia arriba de lutitas, arenisca, calizas de la Formación Guasare; arenisca, lutitas y carbones de Marcelina y Mirador; lutitas y arenisca basal de la Sierra. Contactos discordantes separan La Sierra, la más joven de esta sucesión, de la Formación Mirador infrayacente y del grupo El Fausto suprayacente. El ciclo sedimentario Oligo-Mioceno, con más de 3000 metros de espesor, está constituido por arcillas y areniscas del grupo El Fausto y de la Formación Los Ranchos, la más joven de Alturitas. El grupo El Fausto incluye las formaciones Peroc, Macoa y Cuiba, que pasa gradacionalmente a la Formación Los Ranchos suprayacente.

Estructura: Los rasgos estructurales más resaltantes del área de Perijá están representados por anticlinales simétricos y asimétricos con direcciones variables, un patrón de fallas inversas mayores de rumbo aproximado Norte-Sur, un patrón de fallas normales de rumbos Este-Oeste y un patrón de fallas normales de rumbo Noroeste-Sureste.

En el área de Alturitas se puede observar hacia el Sur un anticlinal simétrico de rumbo Noroeste-Sureste, limitado al Este por la falla de Alturitas; al Este de dicha falla se encuentra un anticlinal asimétrico limitado al Este y Oeste por dos fallas de rumbo aproximado Norte-Sur y al Norte por una falla de rumbo Este-Oeste. En la parte central del área se encuentra una estructura dómica de rumbo Norte-Sur; y al Este se encuentran tres estructuras dómicas pequeñas, siempre siguiendo la tendencia regional Norte-Sur. Todas esas estructuras han sido perforadas y han demostrado un buen potencial petrolífero.

Producción: La acumulación está limitada por la estructura.

La Formación Apón del Grupo Cogollo produce crudo de alta gravedad con buen rendimiento (Alturitas 17-X probó 2.530 b/d de crudo de 30°API y 9.650.000 pc/d de gas), Lisure, Maraca y la Luna han demostrado potencial bajo y rápida declinación.

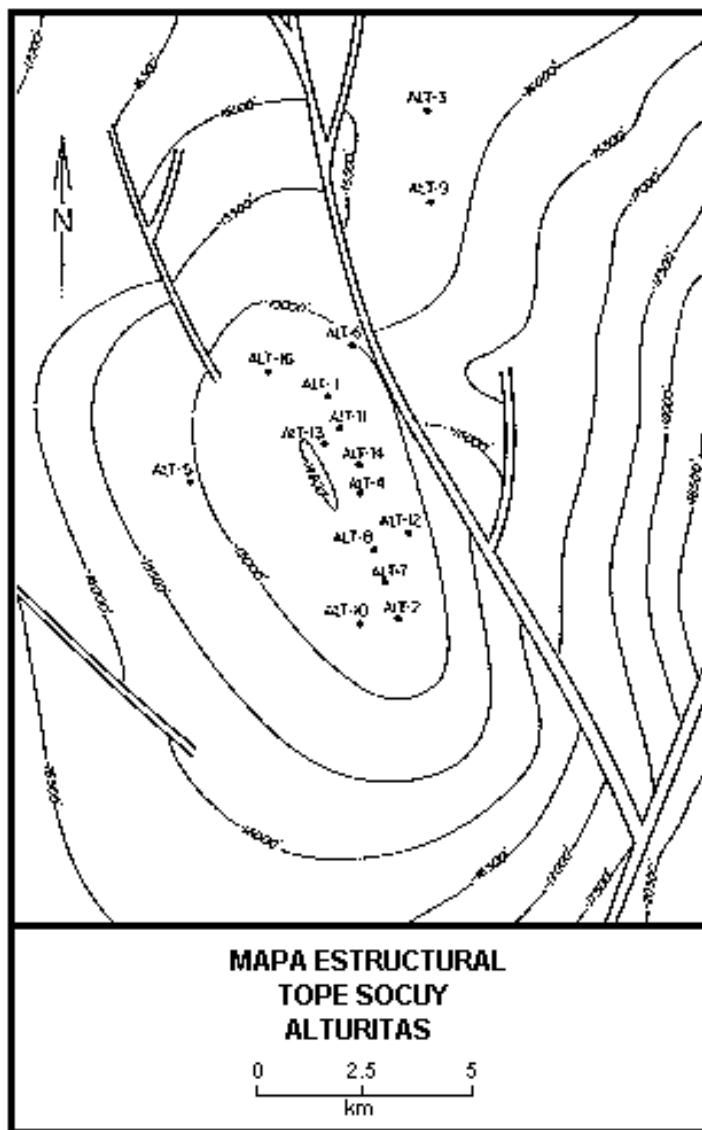
El Guasare inferior (Barco) produjo en AL-1 más de 1.700 b/d de petróleo (20.3° API).

En AL-2 probaron petróleo las formaciones La Quinta, Río Negro, Apón, Mito Juan, Los Cuervos y La Sierra.

Las formaciones Marcelina (21° API) y Mito Juan (21.3°API) presentan producción escasa y elevado porcentaje de agua. La Sierra probó bajo rendimiento y poca presión.

**COLUMNA ESTRATIGRAFICA
CAMPO ALTURITAS**

EDAD	GR. / FM. / MBRO.	LITOLOGIA
PLIO-PLEISTOCENO		
MIOCENO	LA VILLA, LOS RANCHOS, CUMBIA, MACOA	ESPECIALMENTE ARENISCAS
OLIGOCENO	EL FAUSTO, SUPERIOR, MEDIO, INFERIOR	LUTITAS Y ARENAS
EOCENO	LA SIERRA, MIRADOR/MISDA	ARENISCAS
PALEOCENO	MARCELINA, GUASARE	ARENISCAS, LIMOLITAS/CARBON, CALIZAS
SUPERIOR	MITO JUAN, COLOR, MBR. SOCUY	LUTITAS, CALIZAS/MARGAS
MEDIO	LA LUNA, MARACA, LISURE	CALIZAS
INFERIOR	PICHE, MACHICHES, GUAIMAROS, TIBU, RIO NEGRO	CALIZAS, ARENISCAS, LUTITAS
TRIASICO-JURASICO	LA QUINTA	CONGLOMERADOS, ARENISCAS Y BRECHA VOLCANICA



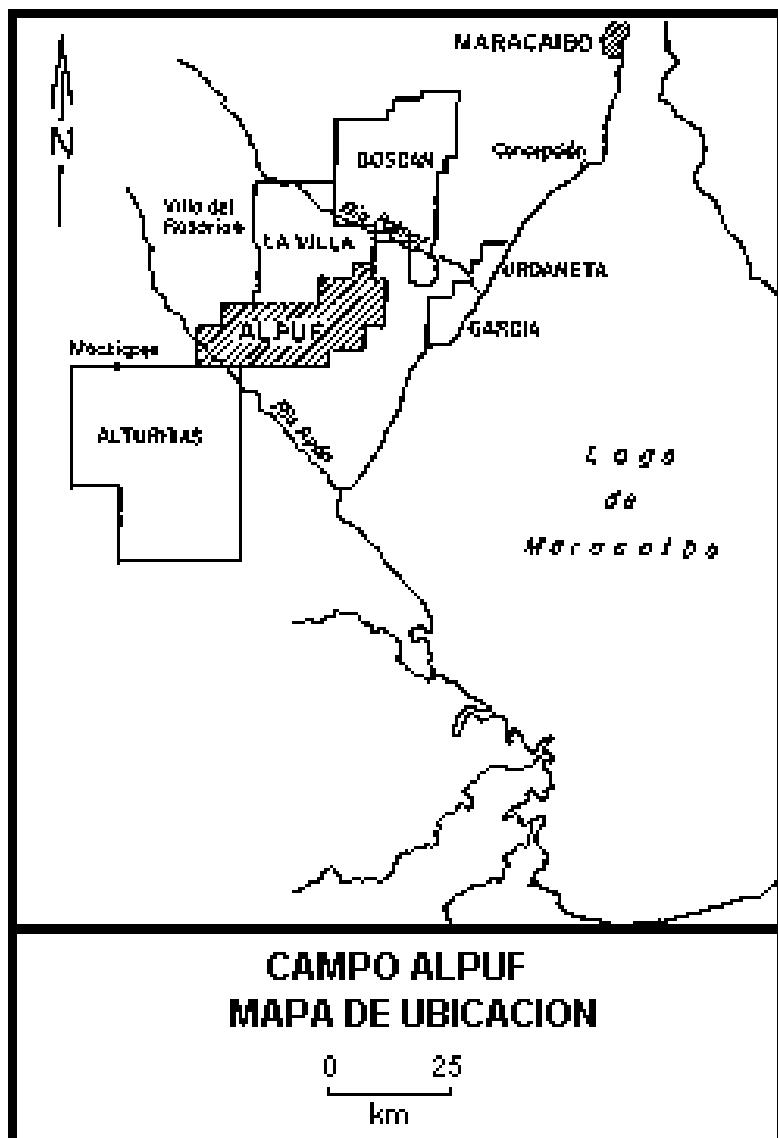
CAMPO ALTURITAS

YACIMIENTO	FORMACION PRODUCTORA	DESCUBRIDOR	°API
AL-MAR-1	MARCELINA	ALT-08	21
AL-GUAS-1	GUASARE	ALT-16	18
AL-MJ-1	MITOJUAN	ALT-08	21
AL-K-1	APON	ALT-06	33
AL-K-2	APON, MARACA, LA LUNA	ALT-12	34
AL-K-3	APON	ALT-15	33
AL-K-4	APON	ALT-09	31

Campo Alpuf

El campo Alpuf está ubicado en los Distritos Perijá y Urdaneta del Estado Zulia. La primera actividad exploratoria fue realizada por la Richmond Exploration Company en el año 1926. En esta primera etapa se perforaron seis pozos en el Eoceno, de los cuales cinco fueron abandonados. Después de la nacionalización, para el año 1978, la empresa Corpoven perfora nuevos pozos y descubre petróleo cretácico con el pozo Alpuf-3X; este pozo fue completado en el año 1980.

La actividad exploratoria en este campo se ha concentrado básicamente a la interpretación sísmica, la perforación y la evaluación de pozos.



CAMPO ALPUF
PERFORACION EXPLORATORIA

POZO	AÑO	PROF. FINAL (Mts.)	ULTIMA FM. ALCANZADA
ALPUF - 1	1926	696	La Villa
36E-1	1947	3497	Guasare
36E-2	1956	4949	Apón
36E-3	1958	5036	Basamento
ALPUF - 2	1969	4162	Mito Juan
36E-4	1971	3332	La Sierra
ALPUF - 3X	1980	5013	Apón
ALPUF - 4X	1981	5154	Apón
ALPUF - 5X	1982	5140	Basamento
ALPUF - 6X	1982	5160	Basamento
ALPUF - 7X	1982	5207	Basamento
ALPUF - 8X	1982	4131	Mito Juan
ALPUF - 9X	1983	5185	Basamento
ALPUF - 10X	1983	5124	Basamento
ALPUF - BAX	1984	5193	Basamento

**SECUENCIA ESTRATIGRAFICA DEL
AREA ALPUF**

EDAD	FORMACION	ESPES. (mtrs.)	LITOLOGIA
RECIENTE	ALUVION		SUELDO
PLIO-PLEIS.	OMIA/EL MILAGRO	900	ARCILLA GRANO FINO A GRUESO
	LA VILLA	1200	ARENAS, ARENISCAS Y FERRILLAS
	LOS RANCHOS		
OLIGOC. - MIOCENO	GRUPO EL FAUSTO		
	CUIBA	750	ARCILITA, ARENISCA Y LIGNITOS
	MADOA	380	ARCILITA, ARENISCA Y LIGNITOS. SE INTERCENNA CON LA FM. LA ROSA HACIA EL ESTE
	PERDO	700	ARCILITA, LINOLITA, ARENISCA, ANHIDRITA Y LIGNITOS. PASA LATERALMENTE A FM. IDOTEA HACIA EL ESTE
TERCIARIO			
EOCENO	LA SIERRA	100	ARENISCAS, LINOLITAS Y CALIZAS CON CARBON
	MISDA	350	ARENISCAS OLIGOCENICAS Y CALCAREAS, LINOLITAS, LUMIENAS
PALEOC.	MARCELLINA	440	ARENISCA, LIMOLITAS Y CARBON
	GUASARE	100	CALIZAS OLIGOCENICAS Y LUMIENAS CALCAREAS
CRETACICO			
SUR	MITO JUAN		LITITAS LANZADAS, CON INTERCALACIONES ARENDOSAS EN LA PARTE SUPERIOR
	COLON	600	
	SOCUY	25	
MEDIO	LA LUNA	110	
	MARCA	30	CALIZAS MASIVAS CON INTERCALACIONES DE ARENISCAS CALCAREAS Y CALIZAS ARCILLOSAS
INFER.	LISURE	140	
	APON	220	
	BIO REORD	10	ARENISCAS Y DOLOMITEROS
PRE-CRETAC.	BASAMENTO	?	ROCAS IGNEAS-METAMORFICAS

Estratigrafia: La secuencia estratigráfica en el área Alpuf comprende rocas de edad entre Pre-Cretácico hasta Reciente, con espesor que alcanza los 5.200 mts.

En el Pre-Cretáceo, un Basamento triásico de rocas graníticas. Al oeste, tobas volcánicas y cuarcitas de la Formación Macoita (Jurásico).

En el Cretáceo, areniscas conglomeráticas de Río Negro y concordantes y transicionales, calizas masivas y areniscas calcáreas del Grupo Cogollo; las calizas de la Formación La Luna; la caliza Socuy y las lutitas laminadas de la Formación Colón y del Miembro Mito Juan con delgadas areniscas en la sección superior.

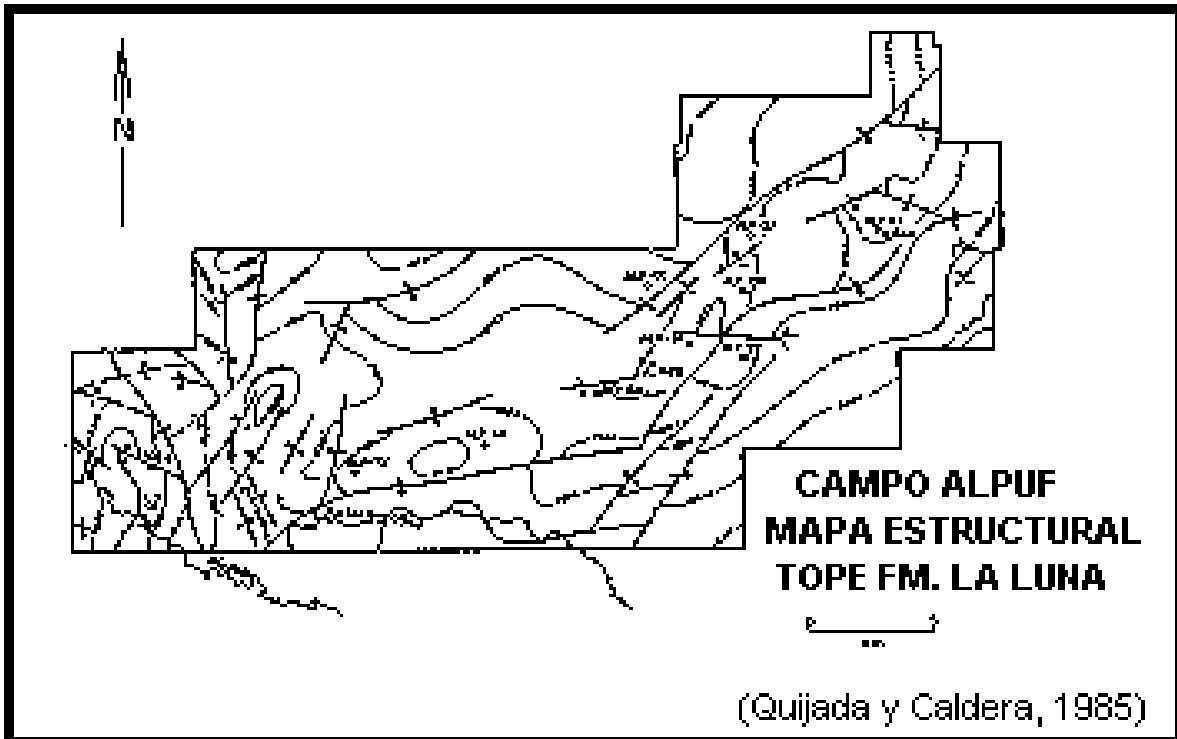
En el Paleoceno, la Formación Guasare (calizas glauconíticas y areniscas calcáreas) y la Formación Marcelina (areniscas, limolitas y carbones).

En el Eoceno, la Formación Misoa (areniscas glauconíticas calcáreas y lutitas carbonáceas arenosas); y la Formación La Sierra (areniscas, limolitas y lutitas con carbón).

En el Oligoceno-Mioceno, las formaciones Peroc (arcilitas, limolitas, areniscas, anhidrita y lignitos); Macoa (arcilitas, limolitas, areniscas y lignitos); Cuiba e Icotea (arcilitas, areniscas y capas de lignito); La Rosa, Los Ranchos y La Villa (arenas y arcillas).

CUADRO DE CORRELACION EN CAMPO ALPUF

EDAD	OESTE	ESTE
Pleistoceno		El Milagro Onla
Plioceno		La Villa
MIOCENO	Superior	La Villa
	Medio	Los Ranchos
	Inferior	Cuiba Macoa Peroc Caibola La Sierra Misoa
Oligoceno	GRUPO EL FAUSTO	Macoa Peroc Caibola Misoa
		La Rosa Icotea
Eoceno	La Sierra	
Paleoceno	Marcelina	Marcelina
	Guasare	Guasare
CRETACEO	Maestricht	Mito Juan
	Campanense	
	Santonense	Colón
	Coniaciense	
	Turomiense	La Luna
	Canonanense	
	Albiense	Mareca Lisura Apón
	Aptiense	Río Negro
Barremiense		
		Mareca Lisura Apón
Nacocomiense		Río Negro
Jurásico	Macota	
Triásico		El Palmer (?)



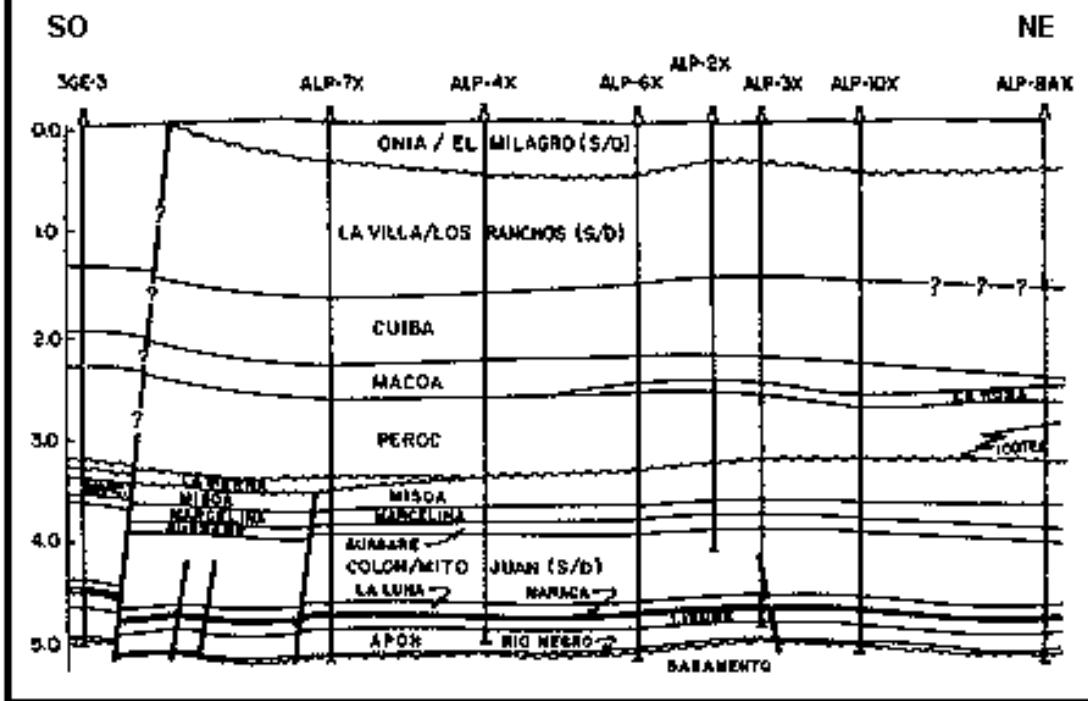
Estructura: A nivel cretácico (Formación La Luna) presenta al occidente del área un domo alargado de bajo relieve, con dirección norte-sur, que forma parte del anticlinal de San José.

Varios anticlinales fallados de rumbo NE y buzamiento suave constituyen otras estructuras hacia el sureste.

Se han definido dos sistemas de fallamiento: uno de rumbo NO-SE al oeste del área, relacionado con la zona de falla de Macoa, que corta la sección desde el Basamento hasta el Terciario; y otro, NE-SO, de fallas inversas, que sigue el lineamiento de la Sierra de Perijá y, afecta la secuencia estratigráfica, desde el Cretáceo inferior hasta el Plioceno.

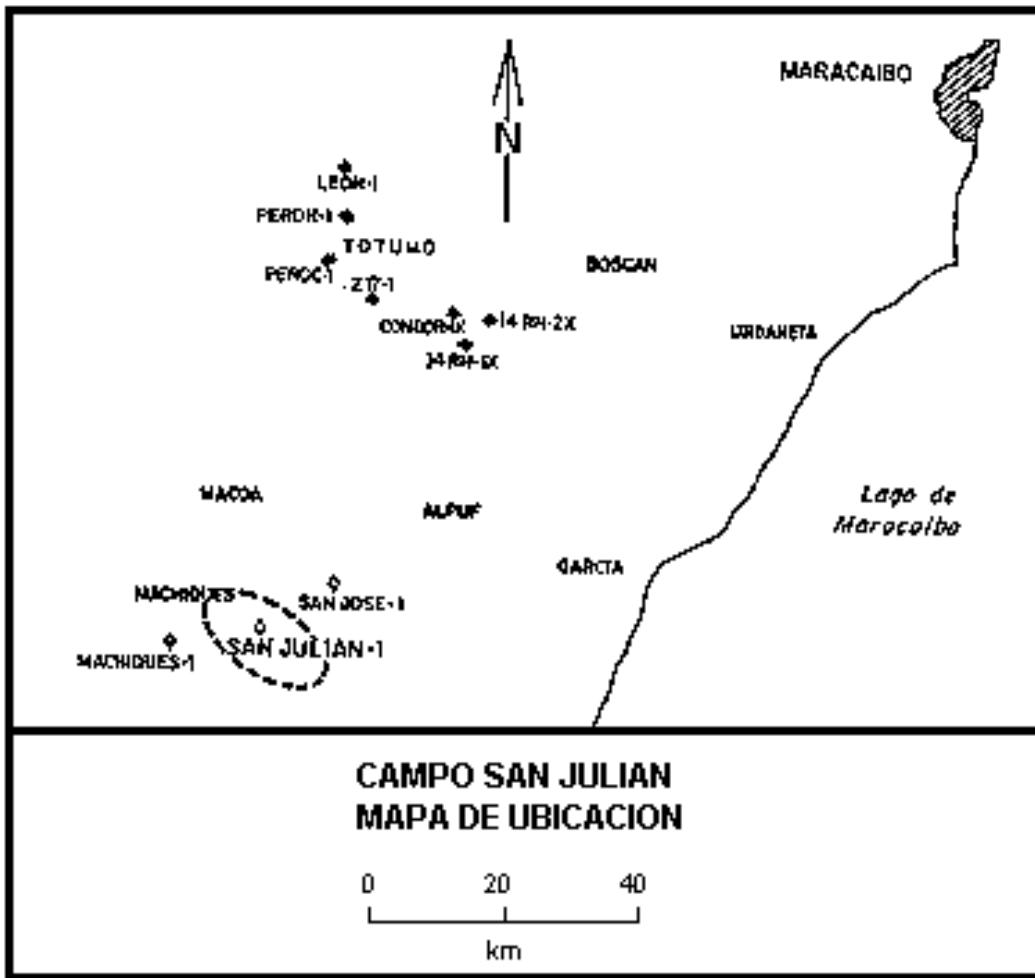
Producción: Los pozos producen crudo mediano a liviano en flujo natural con gravedad de 22.5-30.4° API, RGP 530, 0.0 AyS, 200 ppm H₂S.

CAMPO ALPUF
SECCION ESTRUCTURAL SO-NE



Campo San Julián

El campo San Julián se encuentra al sureste de Machiques, en el Distrito Perijá.



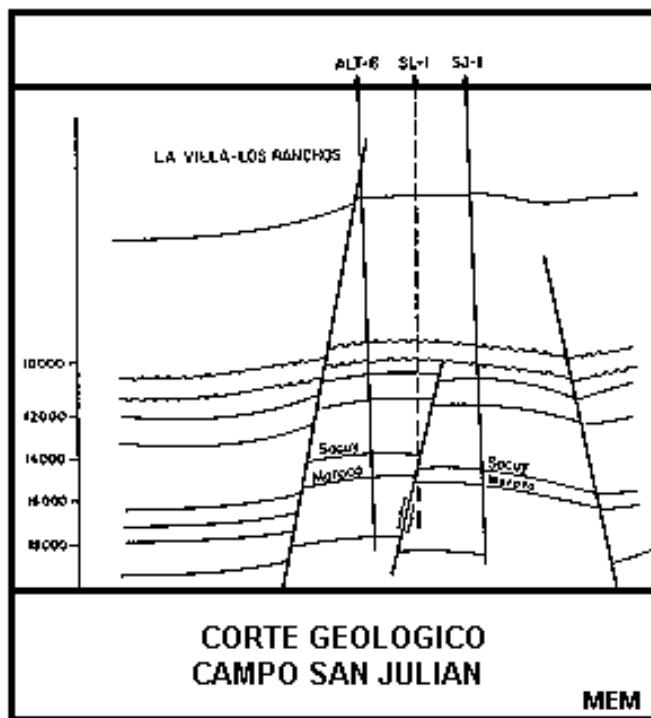
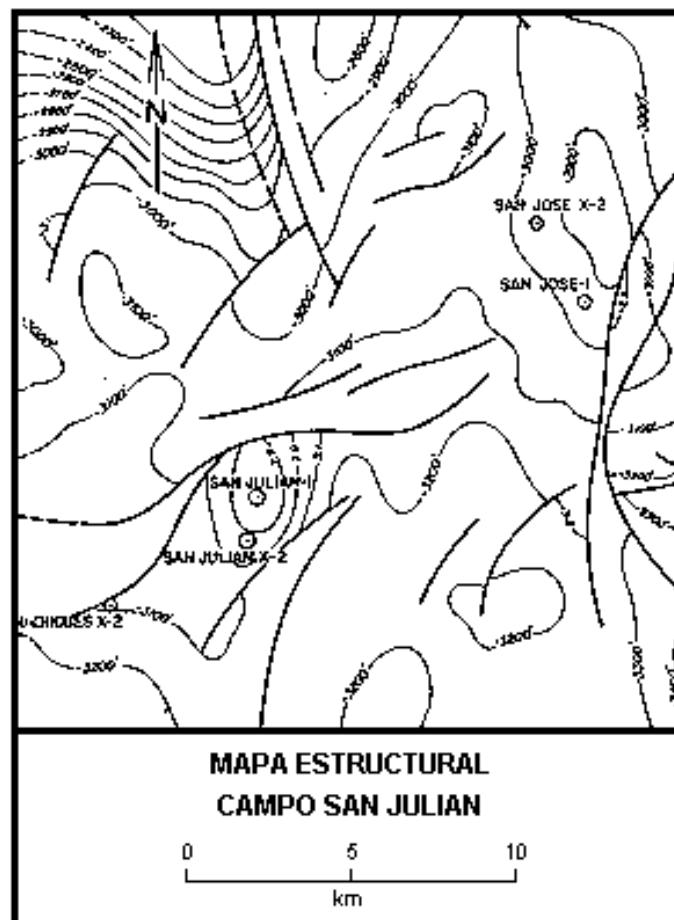
El primer pozo, Calcaño D-1, perforado en 1930 por las empresas California Petroleum Company y Union National, atravesó las capas miocenas en el flanco este de la estructura y fue abandonado a 5778' sin encontrar indicios de hidrocarburos.

En 1981 Lagoven completó el pozo descubridor, San Julián-1, ubicado mediante levantamiento sismográfico de 1978 y 1979.

COLUMNAS ESTRATIGRAFICAS DEL CAMPO SAN JULIAN

TIPOLOGIA		GRUPO	FORMACION	ESTADO	DESCRIPCION LITOLOGICA
EDAD	GRUPO	FM.	LOS ROQUEDOS	Areniscas, arcillas, lutitas y conglomerados.	
			LA VILLE		
EDAD	GRUPO	FM. LA SIERRA		Lutitas y areniscas. Conglomerados en la sección inferior.	
			FM. MOLINERA		
EDAD	GRUPO	FM. MARCELINEA		Areniscas intercaladas con lutitas. Capas de carbón cerca del topo.	
			FM. GUASARE		
EDAD	GRUPO	FM. MARCO	MARCO	Lutitas, areniscas calcáreas, limolitas. En la parte media, una corteza delgada de calizo.	
			MITO JUAN		
EDAD	GRUPO	FM. COLON		Lutitas con limolitas y areniscas; laminación de carbón y glauconitas.	
			MARCO SOCUY		
EDAD	GRUPO	FM. LA LUNA		Calizas purpúreas y glauconíticas.	
			MARCO SOCUY		
EDAD	GRUPO	FM. MARACA		Calizas compactas, con lutitas negras calcáreas.	
			FM. LISURE		
EDAD	GRUPO	FM. RIO PICHÉ		Calizas gruesas con lutitas arenosas.	
			MARCO MACHIQUE		
EDAD	GRUPO	FM. RIO TIBÚ		Calizas con lutitas y algunas areniscas.	
			RIO NEGRO		
EDAD	GRUPO	FM. LA DURIA		Arenas gruesas conglomeradas.	
			BASANCHO		

Estratigrafía: En el Cretáceo: arenas de la Formación Río Negro y calizas y lutitas del Grupo Cogollo, formaciones Apón (Miembros Tibú, Guáimaro, Machiques, Piché) Lisure y Maraca; las calizas de La Luna; las lutitas de Colón (con la caliza Socuy y el Miembro Mito Juan). Siguen lutitas, calizas, areniscas, carbones paleocenos de Guasare y Marcelina; el Eoceno con areniscas y lutitas de la Formación Mirador y conglomerados basales, lutitas y areniscas de la Formación La Sierra.



Estructura: Dos fallas normales de rumbo NS delimitan un domo alargado de rumbo noreste-suroeste y acentuado buzamiento este. Al norte, el domo está cortado transversalmente por una falla normal de rumbo este-oeste que aisla un bloque pequeño, con la parte sur limitada por falla normal NE-SO.

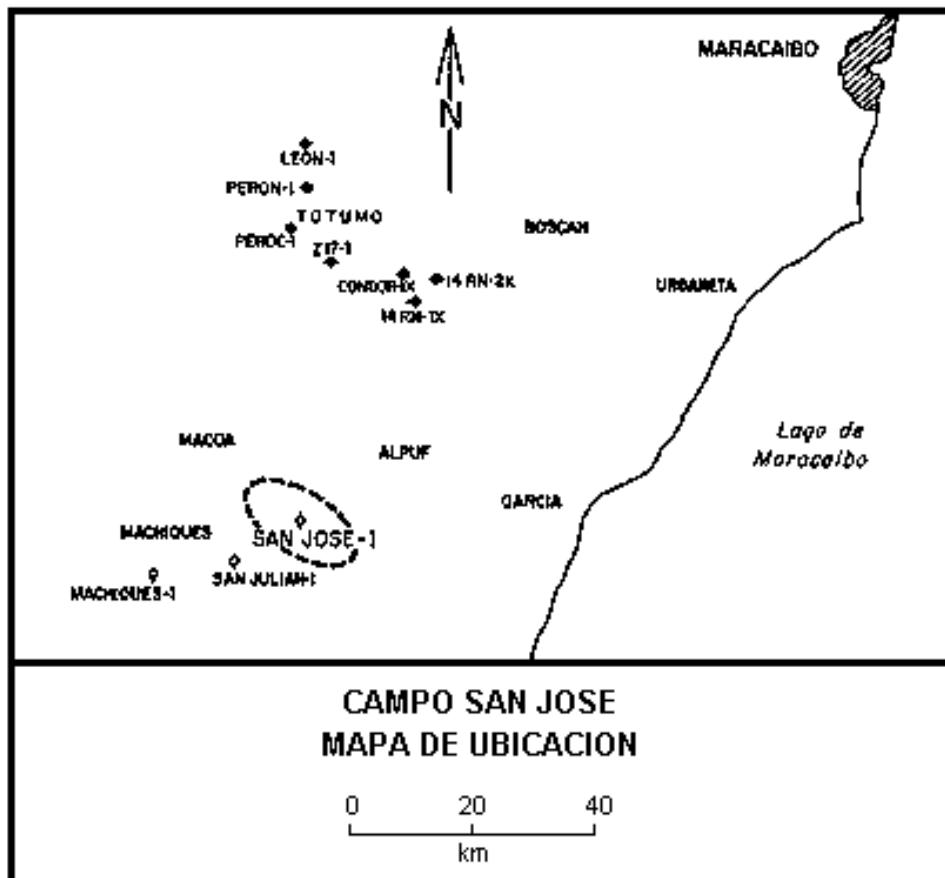
En el pozo SJ-1 se encontró una sección de la Formación Maraca repetida por una falla inversa.

FORMACION O MIEMBRO	JL-1	
	TOPE	ESPESOR
Cuiba	4.400'	1.731'
Macoa	6.131'	1.182'
Peroc	7.313'	3.361'
La Sierra	10.674'	696'
Mirador	11.370'	492'
Marcelina	11.862'	706'
Guasare	12.568'	665'
Mito Juan	13.233'	567'
Colón	13.800'	2.394'
Socuy	16.194'	86'
La Luna	16.280'	430'
Maraca	16.710'	186'
Lisure	16.896'	340'
Apón	17.236'	1.226'
Río Negro	18.462'	

Producción: La Formación Maraca aporta el 93% de la producción de San Julián-1. El mecanismo de impulso es por gas en solución, y el rendimiento de 3.120 b/d (1981), 31° API, con RGP 866, 0.0 AyS, 300-400 ppm H₂S.

Campo San José

Se encuentra ubicado 20 km al este de Machiques, Distrito Perijá.



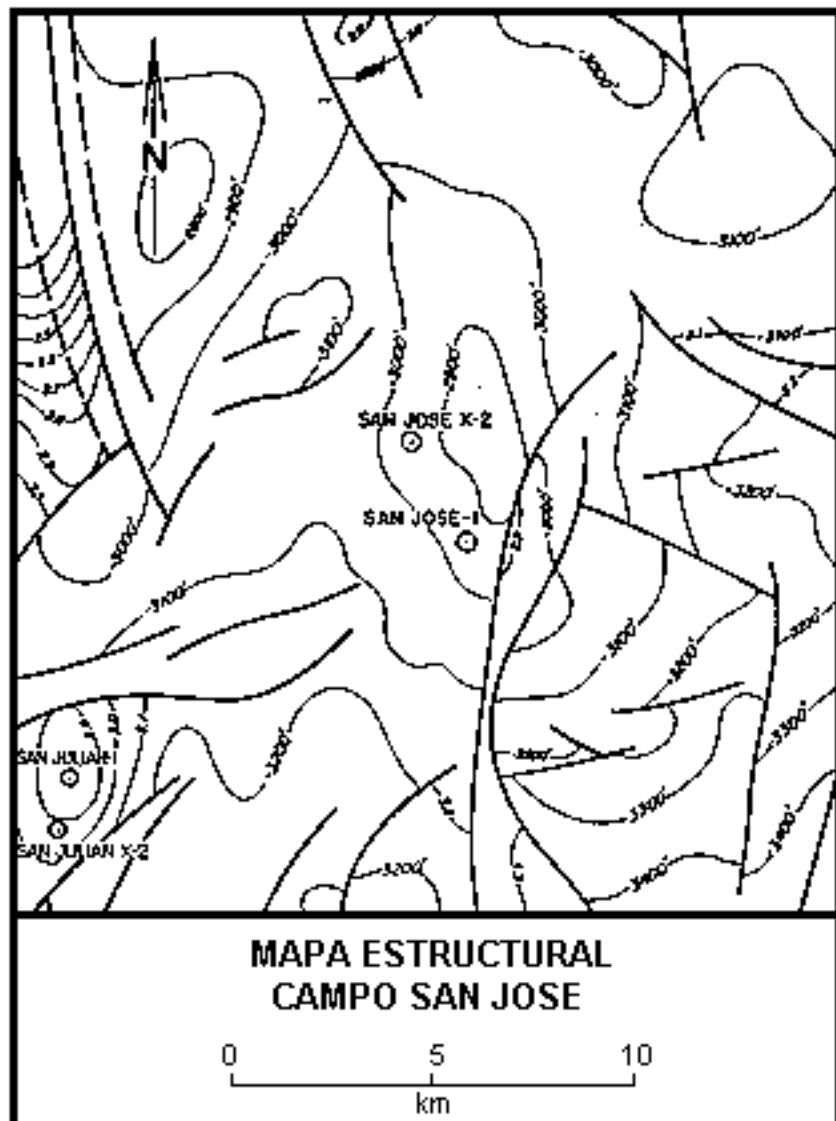
Fue descubierto con el pozo Z36E-1 de la Richmond Exploration Company en 1948, perforado en base sísmica; probó el Eoceno (300 b/d, 13° API). Posteriormente, mediante geología de subsuelo y datos sísmicos se perforaron Z36E-2 (16.237'), Z36E-3 y Z36E-4, con resultados prometedores en el Paleoceno y Cretáceo.

En 1979 Lagoven perforó el pozo SJ-1 con el fin de evaluar la sección cretácica y confirmar la presencia del petróleo paleoceno-eoceno de los pozos Zulia 36E.

Estratigrafía: En el cretáceo, calizas, lutitas, areniscas de la Formación Apón (Miembros Tibú, Machiques, Piché), lutitas arenosas, calizas y areniscas finas de la Formación Maraca y calizas grises de la Formación La Luna. Suprayacentes, las lutitas de la Formación Colón con el Miembro Mito Juan al tope y las calizas del Miembro Socuy en la base. Sobre Colón, lutitas, areniscas calcáreas y calizas de las formaciones paleocenas Guasare y Marcelina. El Eoceno representado por areniscas de grano fino intercaladas con lutitas de la Formación Mirador, y lutitas y areniscas de la Formación La Sierra.

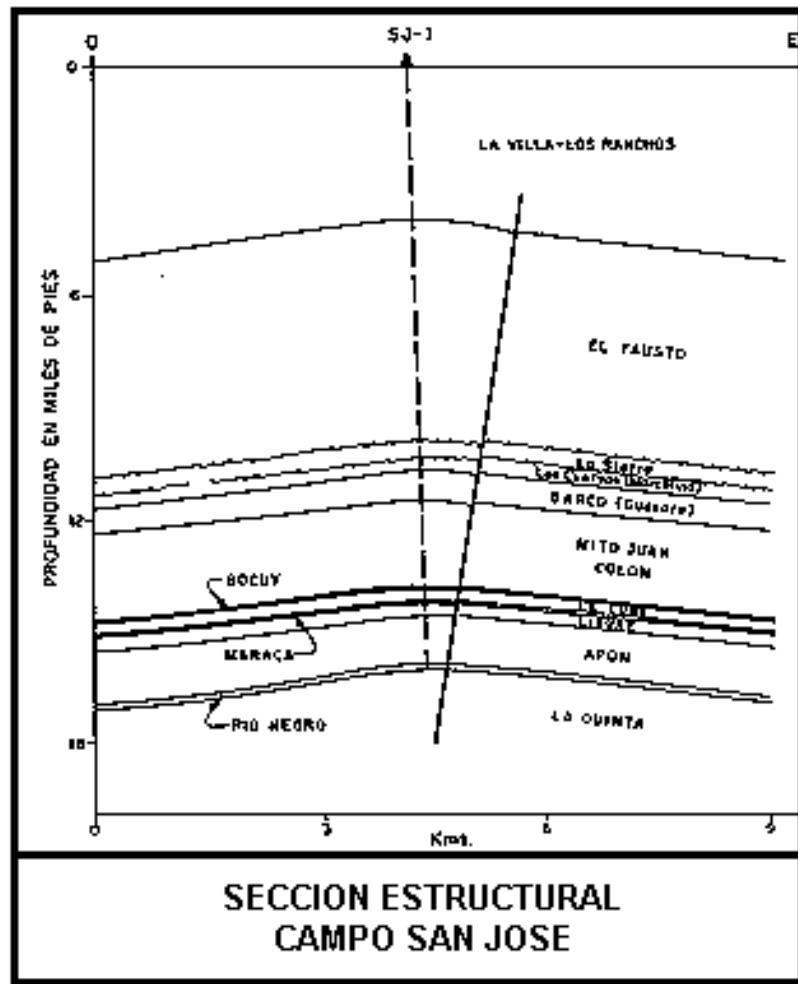
FORMACION O MIEMBRO	SJ-1	
	TOPE	ESPESOR
Cuiba	2.723'	1.857'
Macoa	4.580'	2.390'
Peroc	6.970'	3.444'
La Sierra	10.414'	183'
Mirador	10.597'	771'
Marcelina	11.368'	672'
Guasare	12.040'	566'
Mito Juan	12.606'	324'
Colón	12.930'	1.600'
Socuy	14.530'	50'
La Luna	14.580'	335'
Maraca	14.915'	69'
Lisure	14.984'	420'
Apón	15.404'	923'
Río Negro	16.327'	

Estructura: El campo San José está situado en un alto estructural fallado de rumbo norte-sur, de 12 km de largo por 5 km de ancho. El domo está cortado en la parte sur por dos fallas inversas de rumbo noroeste, la mayor de las cuales se prolonga hacia el anticlinal de Alturitas; estas dos fallas originan una cuña que se encuentra separada de la estructura general. El cierre estructural en las calizas cretácicas es de unos 500 pies.



Producción: El pozo San José-1, en el bloque sur, produjo petróleo cretácico de la Formación Apón en hueco abierto: 1.232 b/d de crudo de 32° API, 2,5% de AyS, 1.346 ppm H₂S. Después de acidificación subió a 3.318 b/d, 1747 RGP, 0.0% AyS, 30 ppm H₂S.

El San José-2X probó 50 b/d con 80% SyA.



Campo de La Paz-Mara

Los campos de La Paz, Mara y El Moján están situados al oeste de la ciudad de Maracaibo, en una alineación estructural de más de 100 km de longitud, aproximadamente 30 km al este de los afloramientos graníticos cercanos al viejo campo de El Totumo.



El campo La Paz fue descubierto en 1922 por el pozo "Las Flores 1" donde 6 hectareas de menes petrolíferos, en la cumbre fallada de un anticlinal, trajo grupos exploratorios durante la década de 1920-30.

El descubrimiento fue resultado de investigaciones de geología de superficie y el pozo descubridor obtuvo 1.000 b/d a profundidad de 752' en la Formación Guasare. El P-62, exploratorio perforado en el año 1944 en busca de yacimientos más profundos, penetró las calizas cretácicas y resultó en el hallazgo de un yacimiento con pozos de tasas mucho más altas que los perforados anteriormente; el pozo P-84 llegó a producir 30 000 b/d del intervalo cretácico.

El campo Mara fue descubierto en 1945 con el pozo DM-2. En 1952 el pozo 5M-101, MGO, inició producción del Guasare (500 b/d).

En 1953 se profundizó dentro del Basamento el pozo P-B6 de La Paz, basándose en minuciosos estudios del comportamiento de los yacimientos sedimentarios. Penetró 1.089' del Basamento hasta 8.889' y obtuvo 3.000 b/d con gravedad de 33° API. Mara, comenzó la explotación del Basamento en el mismo año, con el pozo DM-22 (2.150 b/d).

Estratigrafía: Los sedimentos más antiguos en esta área pertenecen a la Formación Río Negro, del Cretáceo inferior, representada por una sección delgada de arenisca basal de grano grueso, que yace discordantemente sobre el basamento igneometamórfico.

La Formación Apón (parte inferior del Grupo Cogollo) yace concordantemente sobre la Formación Río Negro, y se compone de capas gruesas de calizas interestratificadas con lutitas calcáreas.

Las formaciones Lisure y Maraca continúan hacia arriba en el Grupo Cogollo. Se encuentran representadas por una sección de calizas interestratificadas con capas delgadas de lutita.

La Formación La Luna, suprayacente y concordante al grupo Cogollo, está compuesta de caliza negra carbonácea interestratificada con lutitas calcáreas.

Encima de la Formación La Luna, y en contacto concordante, se encuentran calizas del Miembro Socuy de la Formación Colón. La caliza Socuy marca el tope de lo que generalmente se conoce con el nombre de "Calizas del Cretáceo".

El Miembro Colón de la formación del mismo nombre, que yace encima de la caliza Socuy, y la Formación Mito Juan, son secciones compuestas casi exclusivamente de lutitas.

La Formación Guasare del Paleoceno es concordante sobre las formaciones cretácicas y está formada en su parte inferior por lutitas, y en su sección superior por lutitas areniscas y capas de carbón que continúan en la Formación Marcelina.

La Formación Misoa del Eoceno inferior-medio yace sobre la Formación Guasare y está compuesta por lutitas arenosas, areniscas limpias y algunas capas de carbón.

La Formación Misoa ha sido subdividida informalmente en paquetes de arenas separadas por lutitas: Sibucara, Punta Gorda. Ramillete (Eoceno inferior) y Arenas Superiores (Eoceno medio).

Las capas más jóvenes que afloran en la superficie del área son del post-Eoceno y están compuestas por lutitas, areniscas y lignitos interestratificados del Grupo El Fausto, y sedimentos de agua dulce a salobre de la Formación La Villa.

EDAD	FORMACIONES		DESCRIPCION
PALEOCENO	Fm. GUASARE		CALIZAS FOSILIFERAS INTERCALADAS ENTRE ARENISCAS Y LUTITAS.
MAESTRICHTIENSE	Fm. MITO JUAN		ARCILLAS OROSAS A NEGROS ARENISCAS.
CAMPAÑIENSE	Fm. COLON	Mbo. SOCUT	LUTITAS MICROFOSILIFERAS OROSAS A NEGROS OCASIONALMENTE MIGRAZAS O GLAUCONITICAS.
SANTONIENSE		Fm. LA LUNA	CALIZAS GLAUCONITICAS, FOSILIFERAS INTERCALADAS CON LUTITAS NEGROS.
CENOMANIENSE			CALIZAS LAMINADAS, COLOR GRIS A NEGRO CON CONCRECIONES.
ALBIENSE	Fm. COGOLLO	Fm. MARACA	PRESENTA INTERCALACIONES DE LUTITAS Y COMUNEMENTE FIANITA.
		Fm. LISURE	CALIZAS ARENOSAS, COQUINOIDES Y NOQUARES.
APTIENSE	GRUPO APON	Mbo. PICHE	CALIZAS ARENOSAS Y ARENISCAS CALCAREAS, CUARZOSAS Y GLAUCONITICAS.
	F. E.	Mbo. GUAIMAROS	CALIZAS COQUINOIDES MASIVAS.
		Mbo. TIBU	LUTITAS NEGROS, LAMINARES Y DOLOMITICAS.
BARREMIENSE		Fm. RIO NEGRO	CALIZAS ARENOSAS, ARENISCAS CALCAREAS, LUTITAS ARENOSAS GLAUCONITICAS, DOLOMITIZADAS.
PRE-CRETACEO	COMPLEJO IGNEO METAMORFICO		CONGLOMERADO BASAL, GRAVAS DE CUARZO BIEN REDONDEADAS EN MATERIA ARENOSA.
			GRANODIORITAS Y METAMORFICAS.

ESTRATIGRAFIA DEL CRETACEO EN EL CAMPO LA PAZ

Estructura: La Paz-Mara-El Moján es uno de los alineamientos de mayor relieve estructural de la cuenca de Maracaibo, donde las calizas cretacicas se hallan a solo 4.200' de profundidad.

El alineamiento consta de dos domos alargados, La Paz y Mara, y se prolonga hacia el norte con el declive menor de El Moján (muy cerca de la falla de Oca), separado del domo de Mara por fallas transversales. Entre Mara y La Paz se encuentra la silla tectónica de Netick. El alineamiento pierde muy rápidamente su expresión estructural hacia el sur.

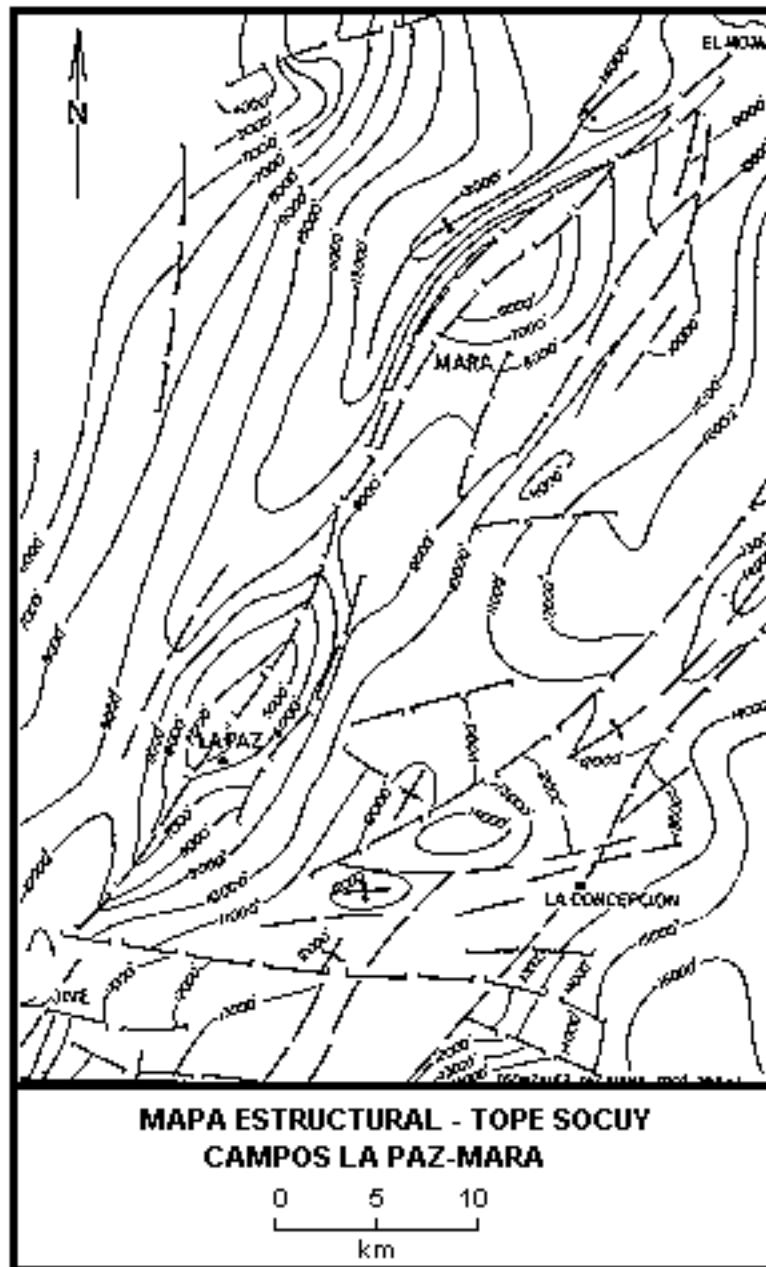
El rumbo de las estructuras es noreste-suroeste, paralelo a la Serranía de Perijá. Presentan afloramientos eocenos en su cumbre.

El cierre estructural del flanco oeste es aproximadamente 750 mts en La Paz y 900 mts en Mara; desde ese flanco las capas ascienden en forma homoclinal hacia el piedemonte de Perijá. En el flanco oriental el cierre estructural en el tope de las calizas cretácicas es de 2.500 mts sobre el sinclinal de Santa Cruz.

El levantamiento La Paz-El Moján está severamente fallado en la cumbre y las fallas siguen la dirección noreste del alineamiento. Las fallas principales longitudinales son de alto ángulo, inversas y transcurrentes sinestrales; el bloque deprimido se encuentra al oeste. El desplazamiento en la cima de La Paz alcanza 2.000'; en Mara el desplazamiento agregado de las dos fallas principales sobrepasa los 5.000'. Dos sistemas de fallas transversales, de menor magnitud, cortan los bloques formados por las fallas longitudinales.

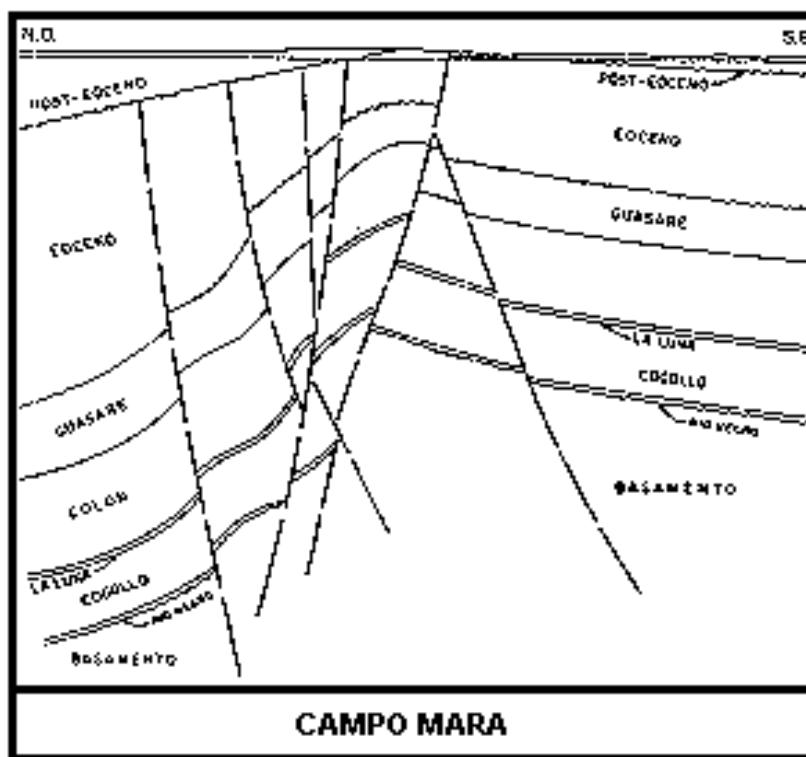
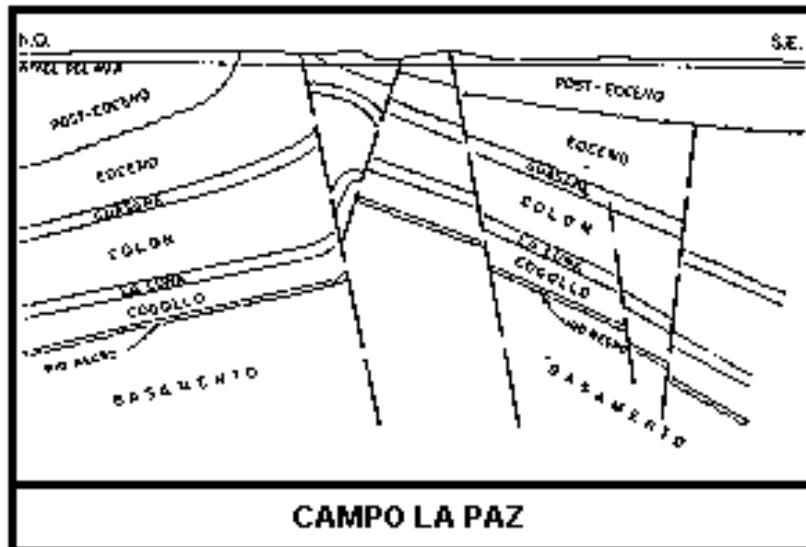
La estructura de La Paz se encuentra más fallada que Mara, lo cual incide en dos formas distintas sobre la explotación: el flanco oriental de Mara está mucho más tendido que el correspondiente flanco de La Paz, lo cual ha permitido la perforación de mayor número de pozos; mientras que el mayor grado de fracturación de La Paz ha originado un sistema de fisuras mejor conectado y más adecuado al mecanismo de producción de las calizas y del Basamento.

Alineamientos paralelos de menor relieve estructural se encuentran hacia el Este en La Concepción, Sibucara, y bajo la propia ciudad de Maracaibo, en los cuales las capas eocenas afloran a la superficie.



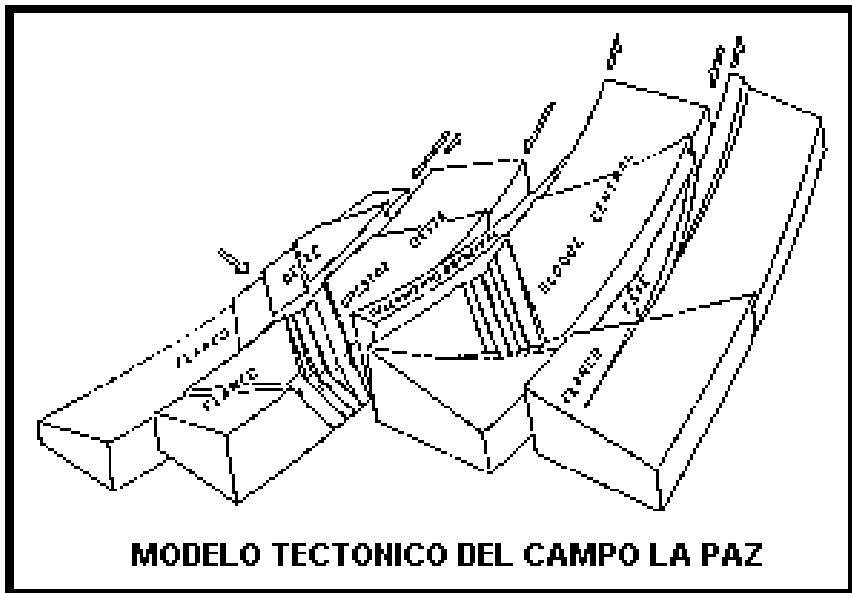
Producción: Los horizontes productores más jóvenes de La Paz pertenecen a la Formación Misoa del Eoceno inferior y medio, y a la Formación Guasare del Paleoceno. En contraste con La Paz, el campo Mara no logró producción comercial de Misoa, excepto en su base que contiene petróleo en el flanco noreste de la estructura. Guasare es productora en la parte más alta de la estructura de La Paz, y produjo en la sección suroeste del campo Mara.

CORTES ESTRUCTURALES



En Mara, La Paz y El Moján, el mayor rendimiento corresponde al intervalo de las calizas cretácicas. Y las rocas ígneas del basamento constituyen en La Paz y Mara la mayor acumulación petrolífera del mundo en rocas ígneas.

El petróleo de La Paz (34° API en el Basamento) es más liviano que el de Mara ($28.5-29.5^{\circ}$ API en Cretáceo-Basamento y $15-17^{\circ}$ API en el Paleoceno).

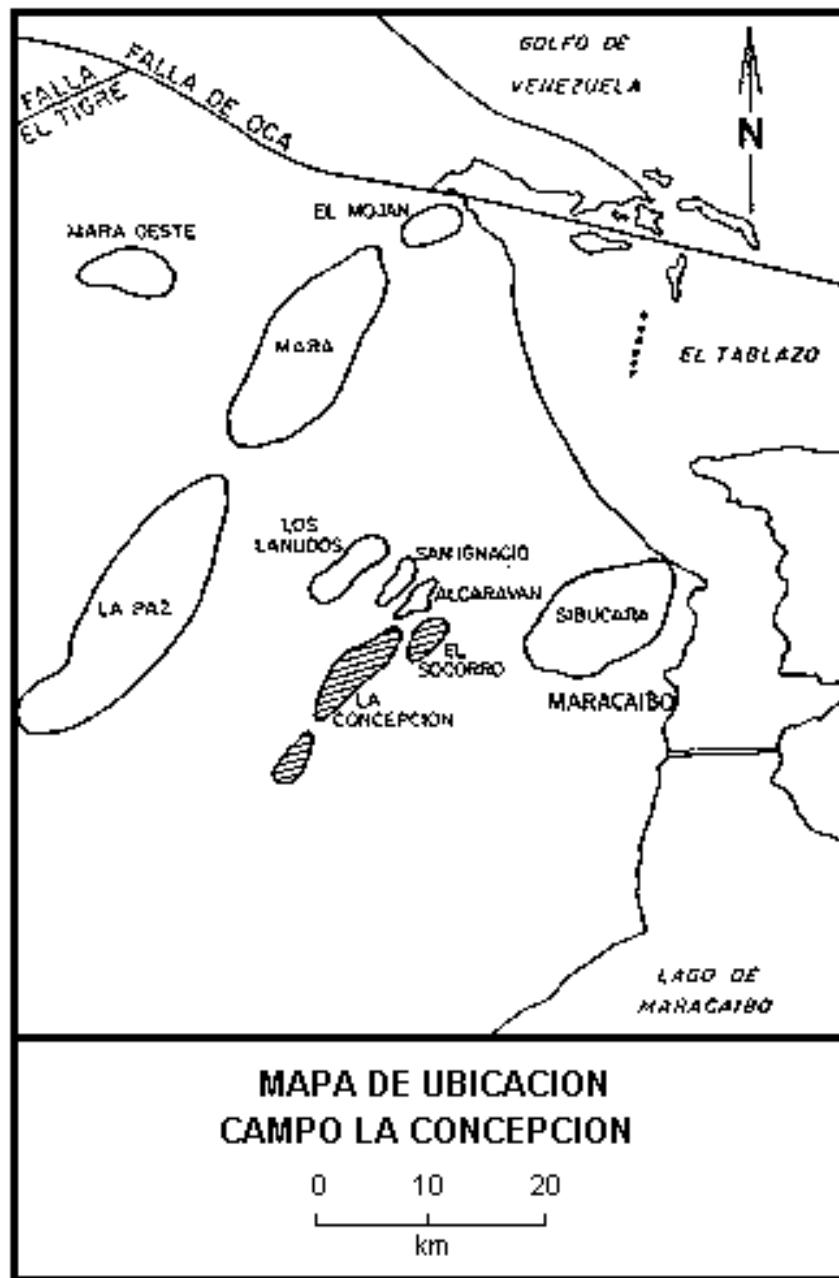


Campo de La Concepción

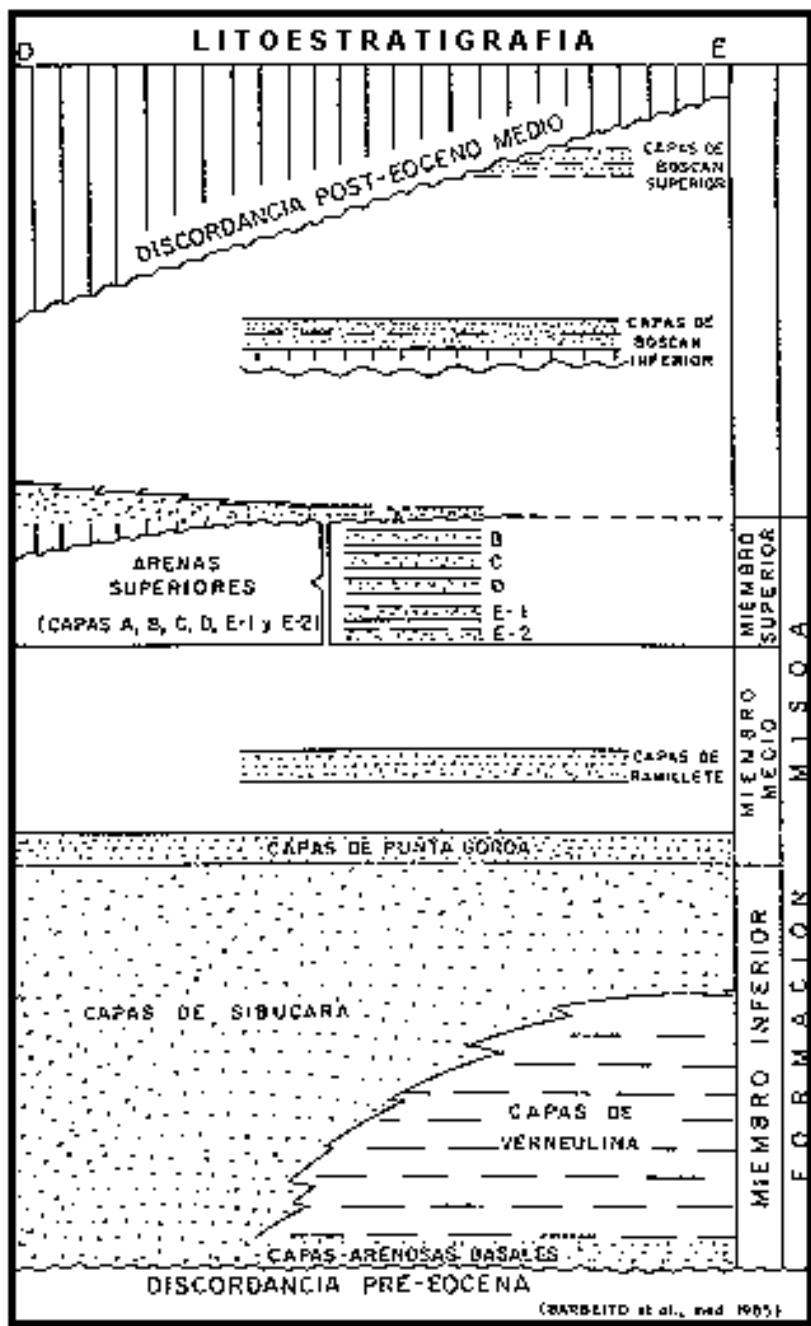
El alineamiento La Concepción-El Socorro, se encuentra 20 km al suroeste de Maracaibo; y 18 km al este y subparalelo a la alineación La Paz-Mara-El Moján.

Se descubrió petróleo de las formaciones eocenas en 1924 cuando la Venezuelan Oil Concessions (Shell) perforó el pozo C-1, localizado mediante geología de superficie. En 1948 se encontró la acumulación cretácica con el pozo C-148, perforado según indicaciones de geología de subsuelo.

Recientemente ha sido reactivada la perforación en una estructura al norte, Los Lanudos, como fuente importante de gas.



Estratigrafía: Sobre el Basamento de roca ígnea cristalizada y fracturada se encuentra, discordante, una arena cretácica basal de unos 50 pies de espesor, asignada a la Formación Río Negro. Concordamente se desarrollan las facies de calizas y lutitas marinas del Cretáceo (calizas Cogollo-La Luna-Socuy-y lutitas Colón).



ESTRATIGRAFIA DEL EOCENO EN EL AREA

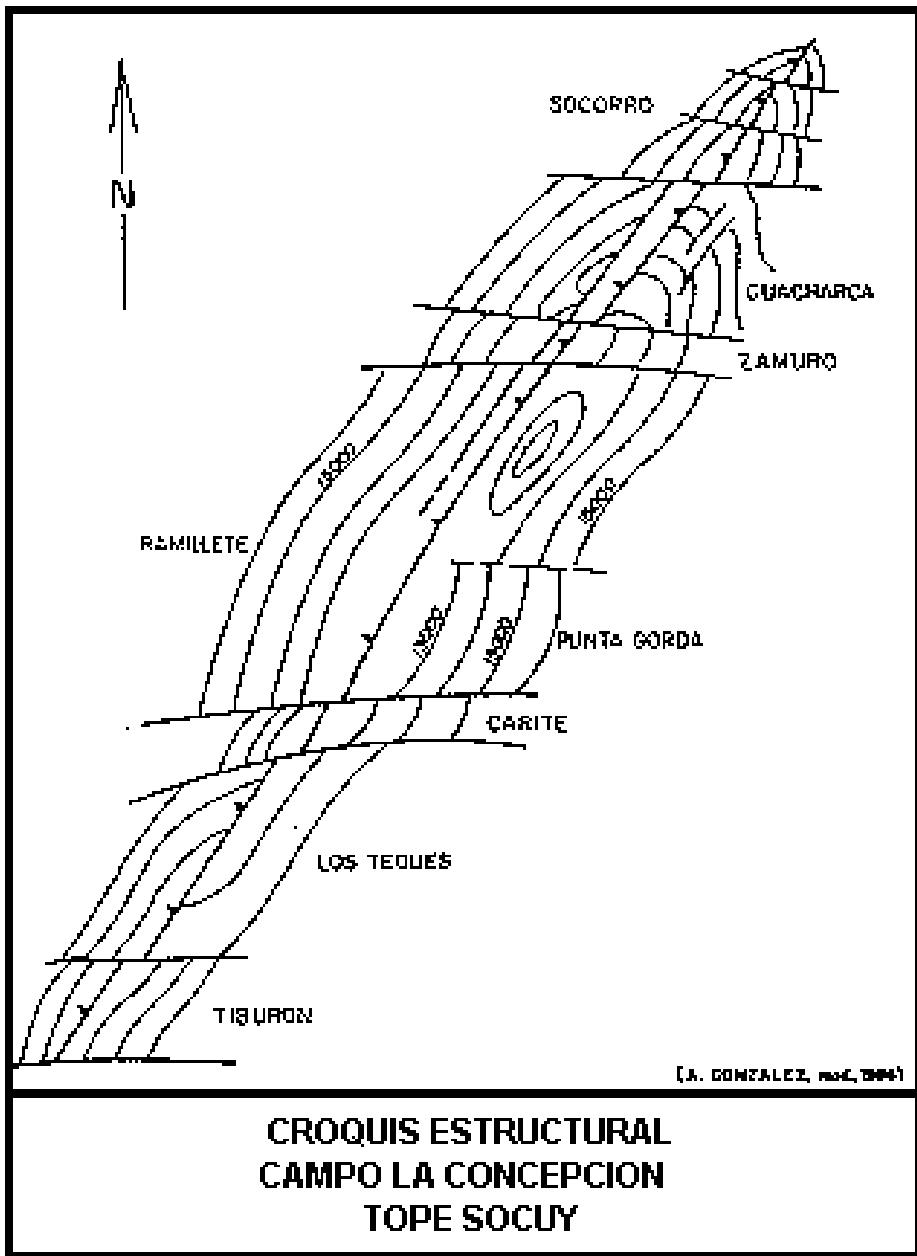
El Paleonceno aparece en forma de calizas fosilíferas y areniscas de la Formación Guasare, sobre un contacto cretácico-terciario esencialmente transicional.

La Formación Misoa (Concepción) del Eoceno, discordante sobre Guasare, incluye paquetes de arenas productoras separados por cuellos lutíticos en un intervalo total de 3.800 pies.

Y por último, el post-Eoceno, en discordancia, de arcillas moteadas hasta la Formación El Milagro (Plio-Pleistoceno) de arcillas y arenas no consolidadas.

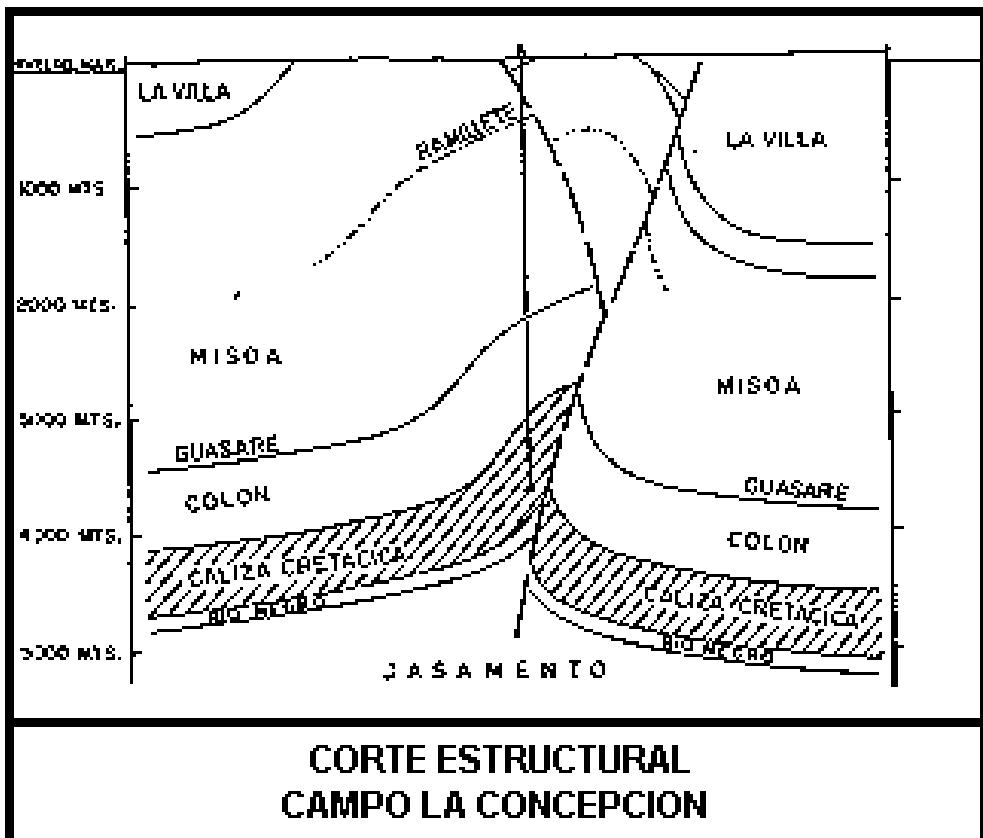
TABLA DE CORRELACION CAMPO LA CONCEPCION				
EDAD (10 ⁶ AÑOS)		OESTE ALPUF	ESTE DE ALPUF	LA CONCEPCION
0	CUATERNARIO		EL MILAGRO	EL MILAGRO
	PLEOCENO		ONIA	
	S	LA VILLA	LA VILLA	
	MIOCENO	LOS RANCHOS	LOS RANCHOS	LA VILLA
	M	CUIBA	CUIBA	
	I	NACOA	NACOA Y LA ROSA	NACOA
	OLIGOCENO	PEROC	PEROC Y KOTEA	PEROC
	S	LA SIERRA		
50	EOCENO	MISOA	MISOA	MISOA
	M	MARCELINA	MARCELINA	
	I	GUASARE	GUASARE	GUASARE
	PALEOGENO	MITO JUAN	MITO JUAN	
	SUPERIOR	COLON	COLON	COLON
	Q	SOCUY	SOCUY	
	CRETAICO	LA LUNA	LA LUNA	LA LUNA
100	CRETAICO	COGOLLO	COGOLLO	COGOLLO
	INFERIOR	RIO NEGRO	RIO NEGRO	RIO NEGRO
150+	PRE - CRETACEO	BASAMIENTO	BASAMENTO	BASAMENTO

Estructura: El campo fue descubierto al analizar una elevación eocena muy compleja que aflora en superficie y se extiende al noreste hasta el área de los Cañadones.



La estructura es un anticlinal generado por esfuerzos de una falla transcurrente en el basamento. A lo largo de la falla principal del área de La Concepción una cuna fue proyectada verticalmente hacia arriba para formar una estructura en flor.

Una falla inversa sinuosa, con dirección NE atraviesa toda el área dividiéndola en dos flancos, el oriental con buzamiento promedio de 35° y el occidental con 15° . Los flancos de la estructura están limitados por fallas inversas similares.



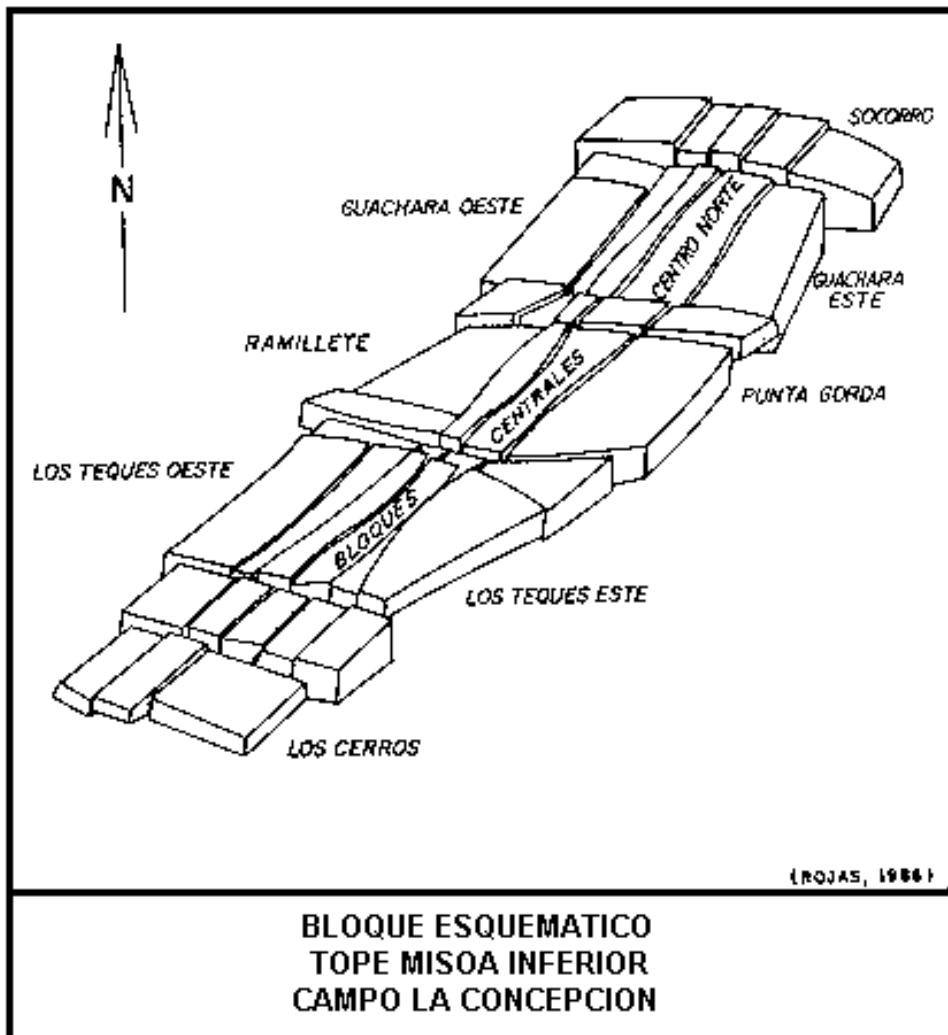
En la región de La Concepción se presenta un sistema de fallas transversales de rumbo este-oeste que se prolonga hasta el norte de Boscán y el área de El Dividive. Este sistema separa la zona intensamente deformada de los Distritos Mara-Maracaibo del área de menor deformación de Urdaneta-Perijá.

La estructura de El Socorro forma el declive noreste del campo La Concepción en continuación de su eje anticlinal. El flanco oeste está cortado por una gran falla inversa longitudinal y toda el área presenta fallamiento normal transversal.

Producción: La producción inicial se obtuvo de arenas del Paleoceno y Eoceno (36.7° API) sin diferenciar el yacimiento abierto. La mayor parte del crudo eoceno oscila entre 27 y 38° API con un porcentaje de agua de 5.5% y 6.3% .

A partir de 1948 se inició la producción cretácica, con alta gravedad de petróleo liviano.

En El Socorro las arenas inferiores Ramillete y Punta Gorda se presentaron mojadas. Las Arenas Superiores produjeron petróleo y gas. Gas libre fue descubierto por los pozos C-217 y C-219.



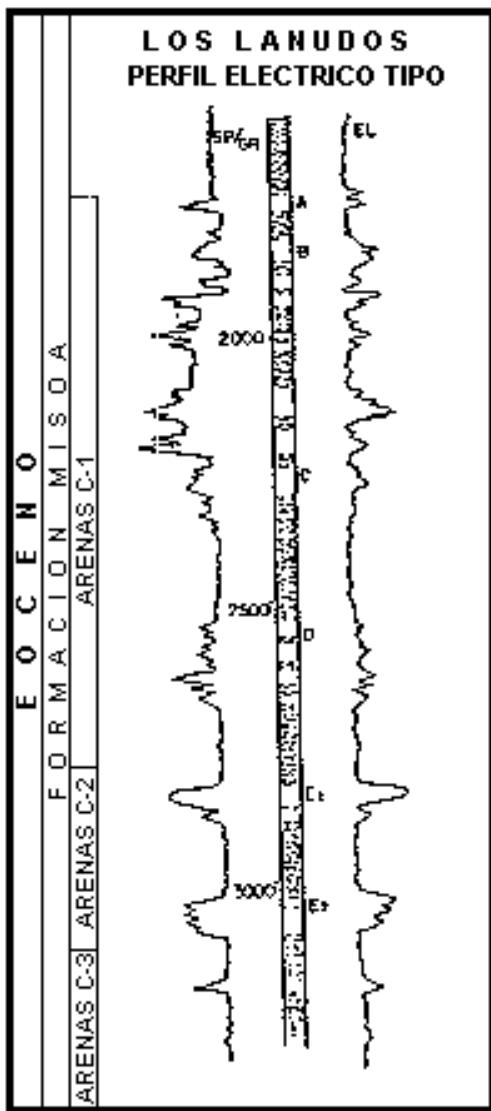
Campo de Los Lanudos

El campo Los Lanudos se encuentra situado 4 km al Norte de La Concepción. Entre 1943 y 1957 se perforaron once pozos, a cuatro de los cuales se realizaron pruebas de producción demostrando gas libre en arenas altas de la Formación Misoa, entre 1.200' y 4.000'.



En 1981-33 Maraven comenzó el desarrollo con trece pozos que delinearon la estructura y las condiciones de acumulación de gas.

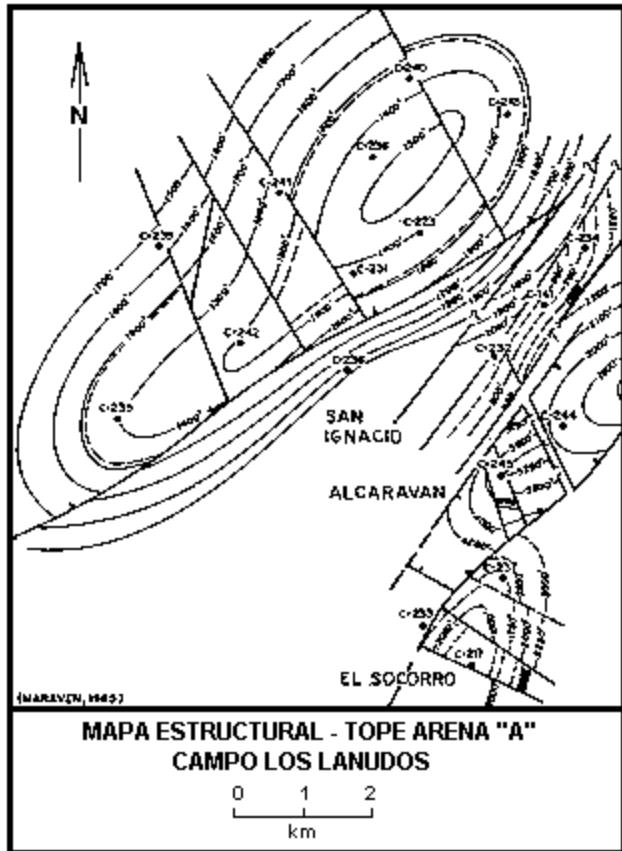
Estratigrafía: Se perfora en el área una sección que corresponde al Eoceno medio e inferior.



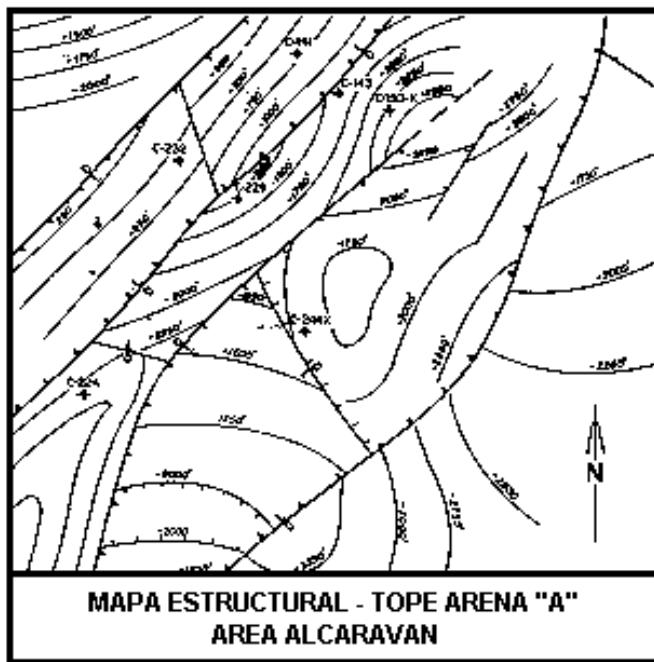
La parte superior del Eoceno inferior y la sección inferior del Eoceno medio comprende, dentro de la Formación Misoa, la mayor secuencia de arenas, con grano fino a medio. El espesor general ocupa un 22% de la Sección, que incluye intercalaciones de lutitas y limolitas. La sección gasífera ("Arenas Superiores") ha sido subdividida en seis niveles ó capas (A, B, C, D, E- 1 y E-2).

La litología de la parte alta del Eoceno medio (capas de Boscán) es mas arcillosa, presentando al tope capas de lignito entre delgados lentes de arenisca de grano fino. El conjunto, de unos 150', contiene areniscas de espesores variables cercanos a los 10'.

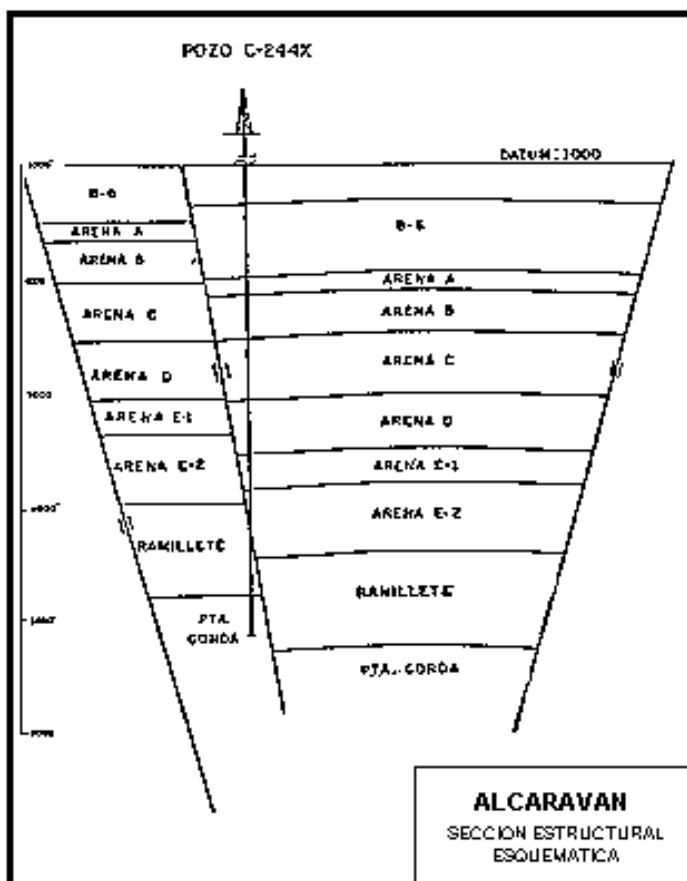
Estructura: Los Lanudos constituye un extenso anticlinal suave, simétrico, rumbo noreste-suroeste, de 10 km de longitud por 4 km de ancho, cortado al suroeste por una falla inversa de unos 500' de desplazamiento y segmentado en tres bloques por fallas normales transversales de desplazamiento variables entre 50' y 150'.



El pilar tectónico de San Ignacio se encuentra inmediato y al sureste de Los Lanudos, y se considera un reflejo al norte de la zona central de fallamiento de La Concepción, que origina aquí un acuñamiento noreste-suroeste desde el basamento.



La estructura de Alcaraván, entre San Ignacio y El Socorro (final noreste de La Concepción) se considera, dentro del mismo sistema de Los Lanudos y El Socorro, una estructura entre dos fallas longitudinales de rumbo noreste-suroeste.

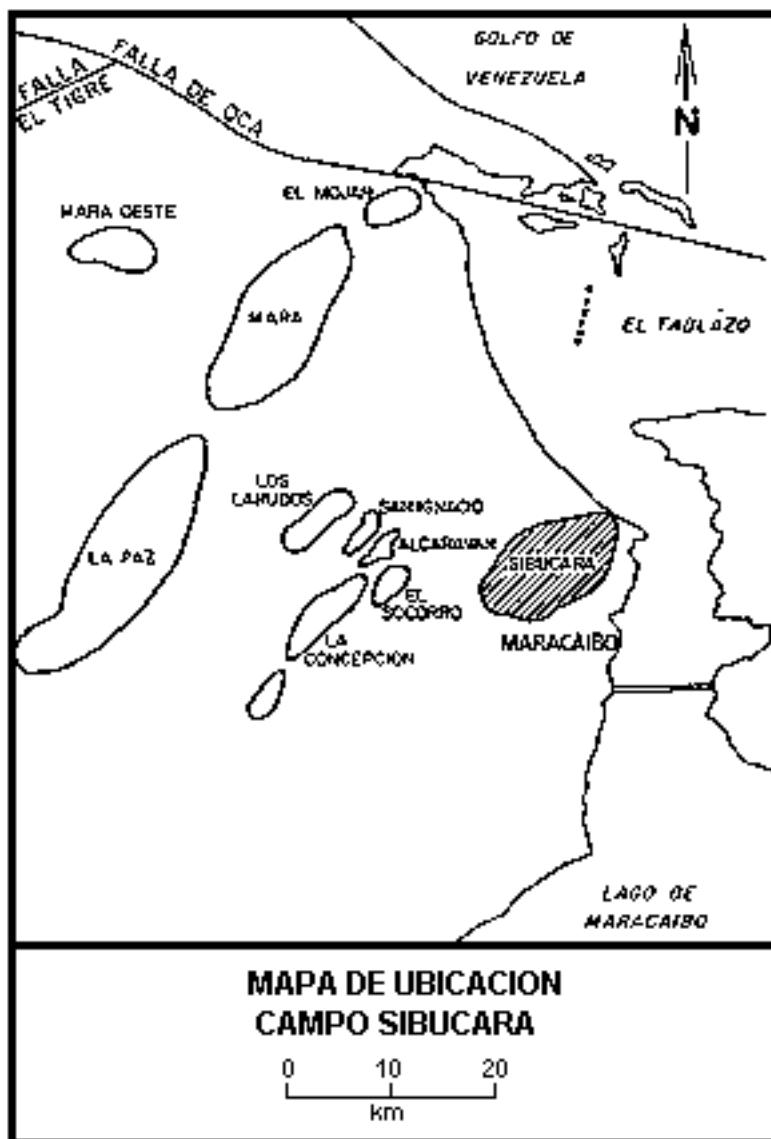


Producción: Los Lanudos es productor de gas, rinde 30.0 MMpc/d de las "Arenas Superiores". Unos pozos produjeron petróleo al comienzo de las perforaciones. El gas casi no contiene fracciones líquidas ni agua; más del 95% está constituido por metano. El CO₂ es menor de 0.3 % molar. La gravedad específica es de 0.56.

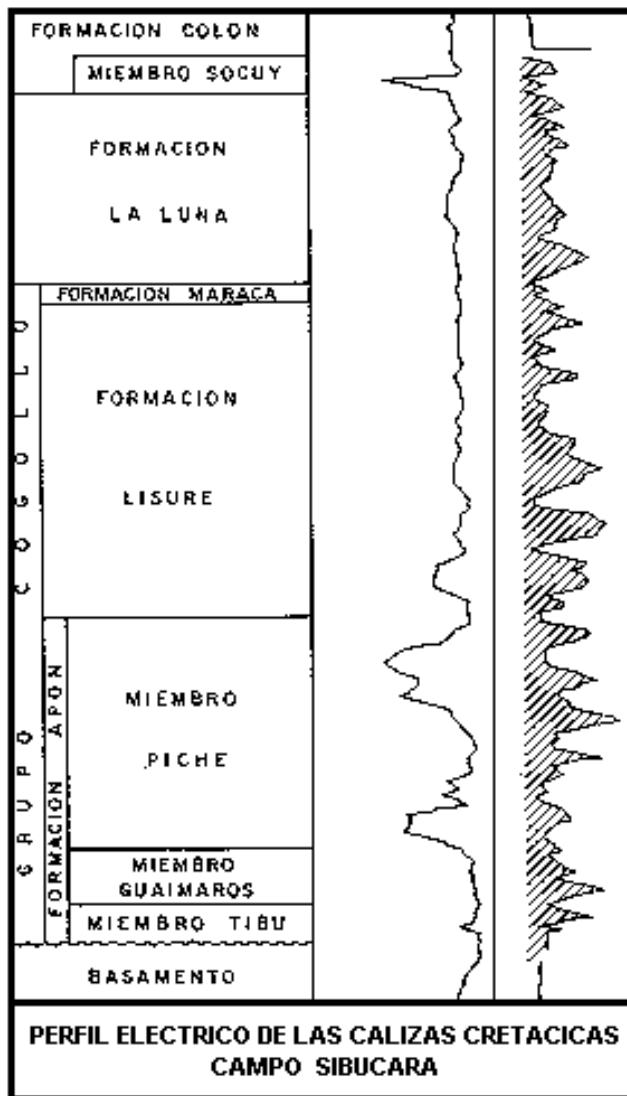
Campo La Sibucara

En Febrero de 1927 la Venezuela Oil Concessions Limited (Shell), terminó la perforación del pozo Sibucara-1, ubicado por geología de superficie cuatro kilómetros al oeste de Maracaibo. El S-1 produjo gas (15 MMpcd), y fue abandonado igual que otros tres pozos que investigaron el Eoceno sin resultado positivo.

El pozo S-5, perforado hasta 13.451' en 1949, descubrió la acumulación en las Calizas del Cretáceo (5.300b/d). Siguieron diez pozos de avanzada, que llegaron hasta el subsuelo de la ciudad de Maracaibo (S-14 y S-15).



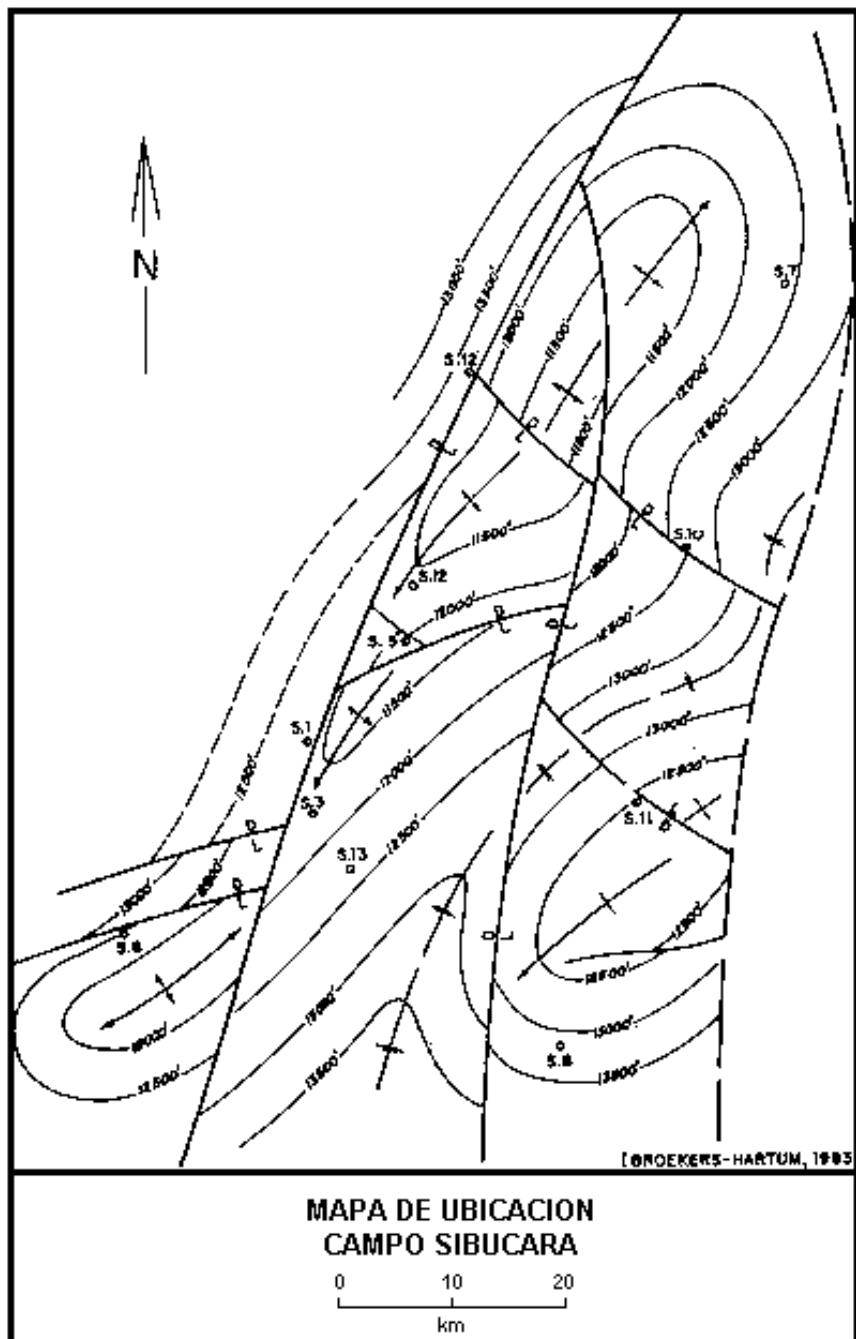
Estratigrafía: Es similar a la de La Paz-Mara y La Concepción. Mora el Eoceno, extendiéndose hasta profundidad aproximada de 9.710' donde se encuentra la Formación Guasare (Paleoceno). Continua un grueso espesor de las lutitas "La Paz" (Formación Colón, del Cretáceo) y siguen las calizas del Cretáceo, hasta llegar al Basamento igneo-metamórfico.



Estructura: La estructura se presenta subparalela al alineamiento La Concepción-San Ignacio, marcado en superficie por una serie de afloramientos eocenos cuyo límite oriental se observa en la ciudad de Maracaibo.

La interpretación geofísica señala un amplio alto estructural contra una falla de rumbo noreste y fuerte buzamiento sur.

En el sur de Maracaibo la estructura tiene la forma de una cuña levantada a lo largo de una falla transcurrente, mientras que en el área de Sibucara forma un amplio anticlinal de rumbo noreste-suroeste cortado por fallas transversales.



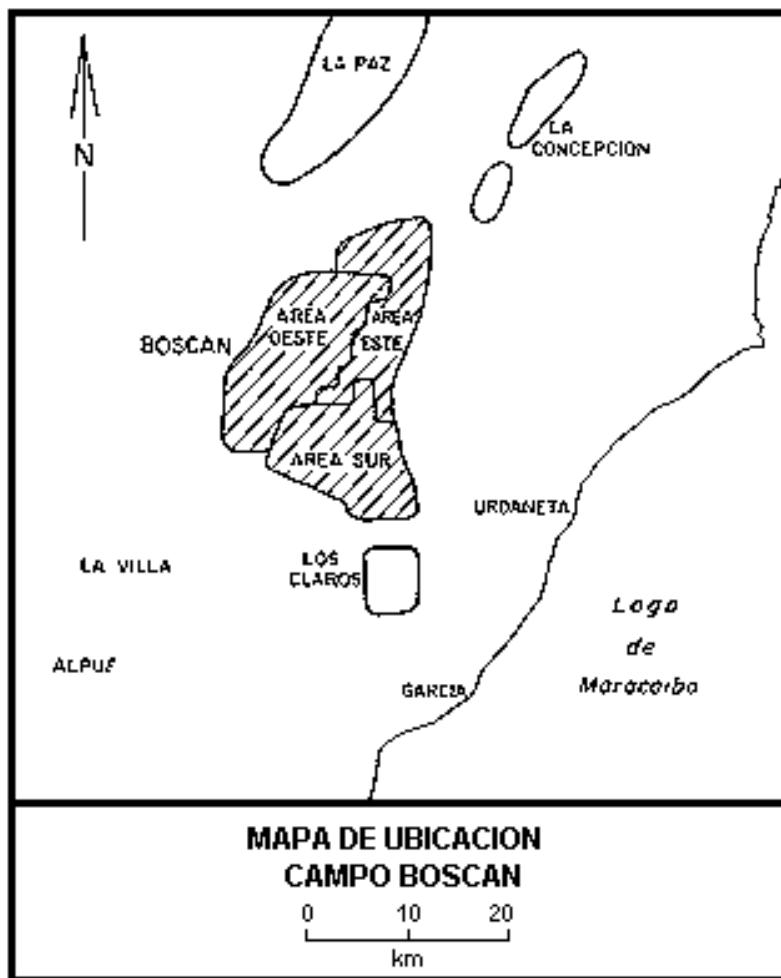
Producción: El campo tiene una sola zona productora, las calizas del Cretáceo. Ha producido más de 40 millones de barriles en solo cuatro pozos. El S-5 sobrepasó los 26 millones de barriles de crudo cretácico (36° API).

El pozo S-12 mostró acumulación en el Basamento cristalino.

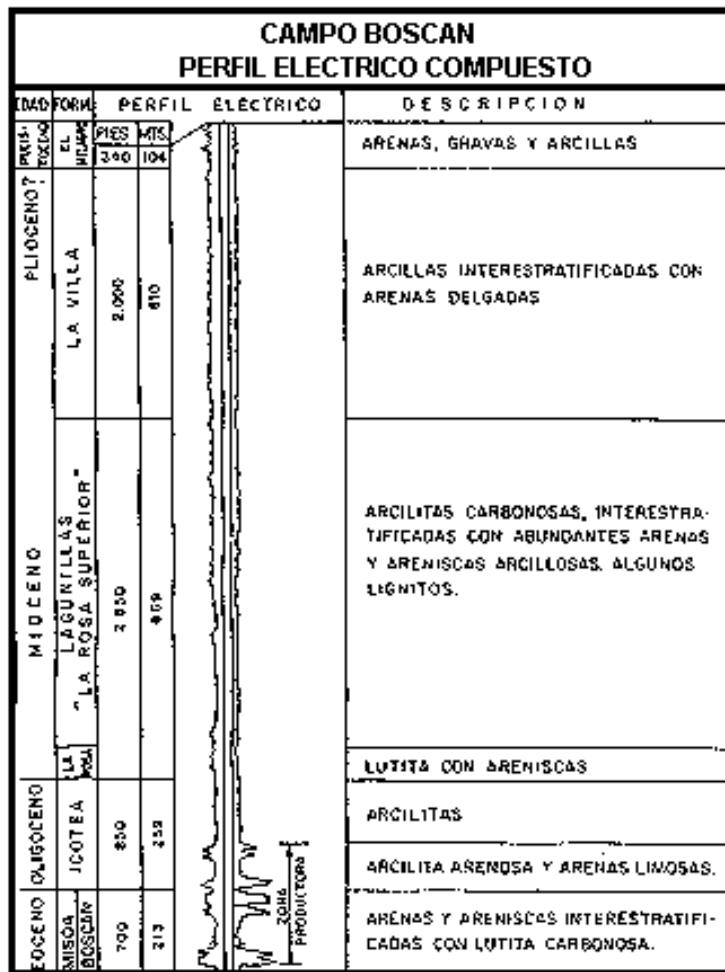
La producción de gas ha sido considerable.

Campo Boscán

El campo Boscán está situado 40 km al suroeste de la ciudad de Maracaibo. Fue descubierto por la Richmond Exploration Company en 1945, con el pozo 7-F-1 (9598', 700 B/D). Se han perforado cerca de 600 pozos que han determinado un área probada de 600 km².



Estratigrafía: Dos pozos exploratorios alcanzaron, las calizas cretácicas, y el pozo B-215-1X llegó hasta la Formación Río Negro, encontrando una secuencia normal para el área en el cretáceo y el paleoceno.



Los sedimentos más antiguos de importancia comercial del campo fueron asignados originalmente al miembro Concepción Superior (Formación Misoa, Eoceno inferior y medio) comprenden areniscas de grano fino y lutitas carbonosas interestratificadas. En la parte alta se encuentran dos zonas de areniscas depositadas en playas y barras litorales llamadas Boscán Superior e Inferior, que alcanzan sus mayores espesores al norte y centro del campo (300-1,200').

La Formación Icotea del Oligoceno yace en discordancia sobre la Formación Misoa. La parte inferior contiene arenas productoras de 15 a 25 metros de espesor, a veces interestratificadas con arcilitas arenosas. La sección media de Icotea consiste en arcilitas y contiene areniscas delgadas en la parte oriental del campo donde producen localmente. La parte superior está constituida por sedimentos continentales y por algunas arcilitas.

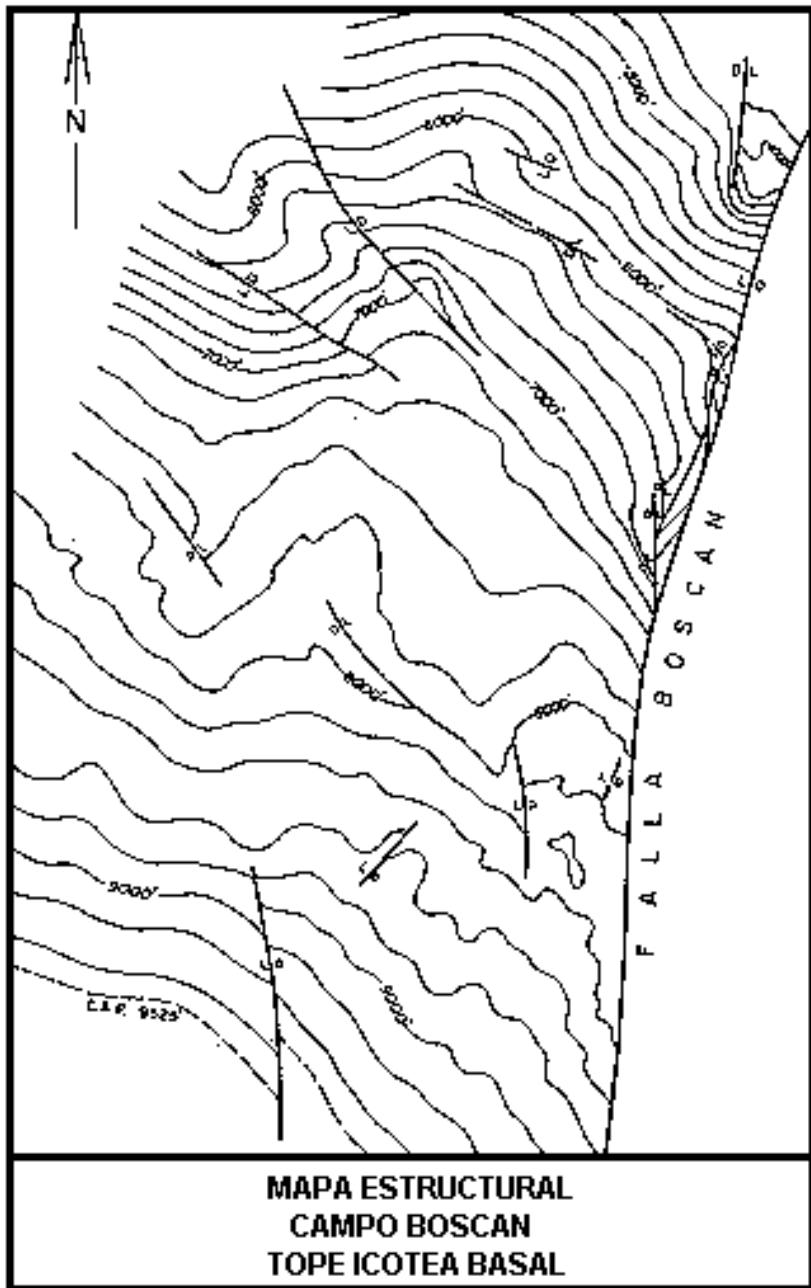
La Formación La Rosa es concordante sobre Icotea y contiene lutitas de aguas salobres con fósiles y algunas areniscas limolíticas; su sección más joven, Formación Lagunillas ("La Rosa Superior") consiste en arcilitas, areniscas arcillosas, limolitas, algunos lignitos. Hacia arriba, la sucesión pasa gradualmente a la Formación La Villa, la cual se compone de arenas, gravas y arcilitas.

En la estratigrafía del campo se encuentran los nombres "Arenas de Boscán", "Las Flores" o "Concepción" para una parte de la sucesión eo-oligocena. Estos nombres fueron usados ampliamente durante la perforación que delineó el campo. Desde el punto de vista geológico, es más adecuado el nombre de Formación Misoa en lugar de Las Flores, Concepción o Boscán, utilizados anteriormente.

TABLA DE CORRELACION CAMPO BOSCAN			
EDAD (10 ⁶ AÑOS)		ESTE DE ALPUF	LA CONCEPCION
0	CUATERNARIO	EL MILAGRO ONIA	EL MILAGRO EL MILAGRO
	PLIOCENO	LA VILLA	LA VILLA
	S	LOS RANCHOS	LA VILLA
	M	CUBA	LAGUNILLAS
	E	MACOA / LA ROSA	LA ROSA
		PEROC / ICOTEA	PEROC / ICOTEA
50	OLIGOCENO		
	EOCENO	S M I	MISOA
		MARCELINA	MISOA
		GUASARE	GUASARE
		MIYO JUAN	
		COLON	COLON
		SOCUY	
		LA LUNA	LA LUNA
100	CRETACEO		
		COGOLLO	COGOLLO
		RIO NEGRO	RIO NEGRO
	INFERIOR		
150	PRE-CRETACEO	BASAMENTO	BASAMENTO

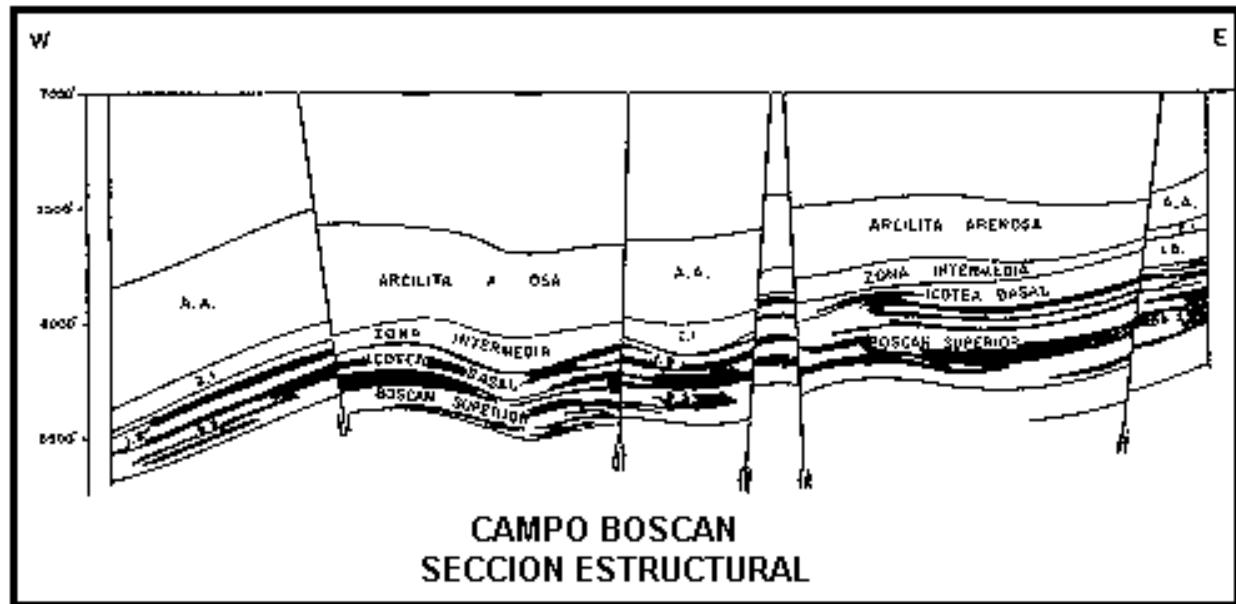
Estructura: El anticlinal de Boscán, que constituye la estructura más importante del área. Tiene un rumbo Norte-Sur, declive hacia el sur y el cierre se efectúa poco antes de llegar al campo García. Su flanco occidental constituye el homoclinal de Boscán, de rumbo noreste y extensión regional, que buza de 8 a 10 grados hacia el suroeste.

La acumulación del campo Boscán se encuentra en una trampa estructural-estratigráfica del homoclinal de Boscán.



El homoclinal está cortado al este por la falla de Boscán, que se extiende norte-sur por 40 km desde el sur del campo La Concepción hasta el campo García, y constituye un sello estructural que limita el yacimiento; es una falla normal, tiene buzamiento pronunciado hacia el este, y desplazamiento de más de 1.000' en el norte y centro del campo.

Existen fallas menores, que no constituyen barreras de acumulación.

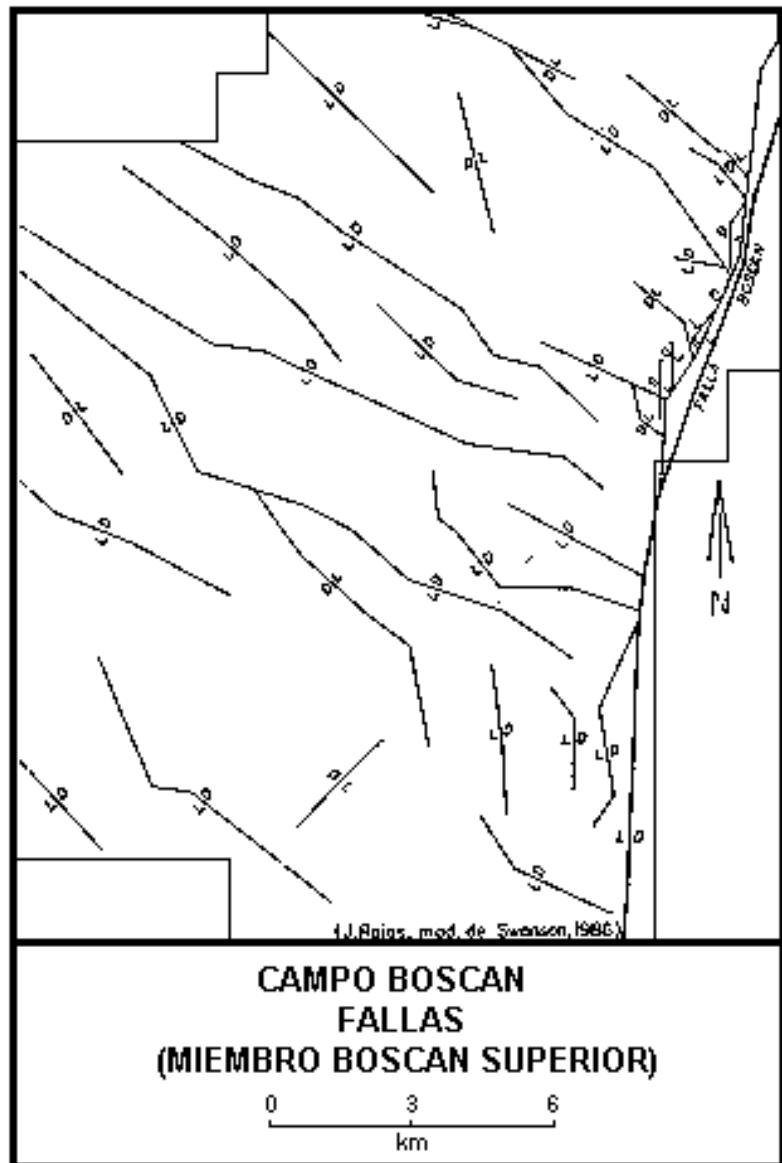


Hacia el norte y noroeste las arenas de Misoa desaparecen por truncamiento gradual de las areniscas de Boscán superior y gradación a lutitas del miembro Boscán inferior, dando lugar a trampas estratigráficas.

Al sur y suroeste se encuentra un contacto agua-petróleo estimado en base a un acuífero determinado en el campo Los Clavos.

Producción: El crudo es pesado (9 a 12° API). Proviene principalmente de los miembros arenosos Boscán inferior y Boscán superior de la Formación Misoa y de las areniscas de la sección basal de la Formación Icotea. Contiene 5.5% de azufre, alto porcentaje de porfirina y trazas de níquel y vanadio.

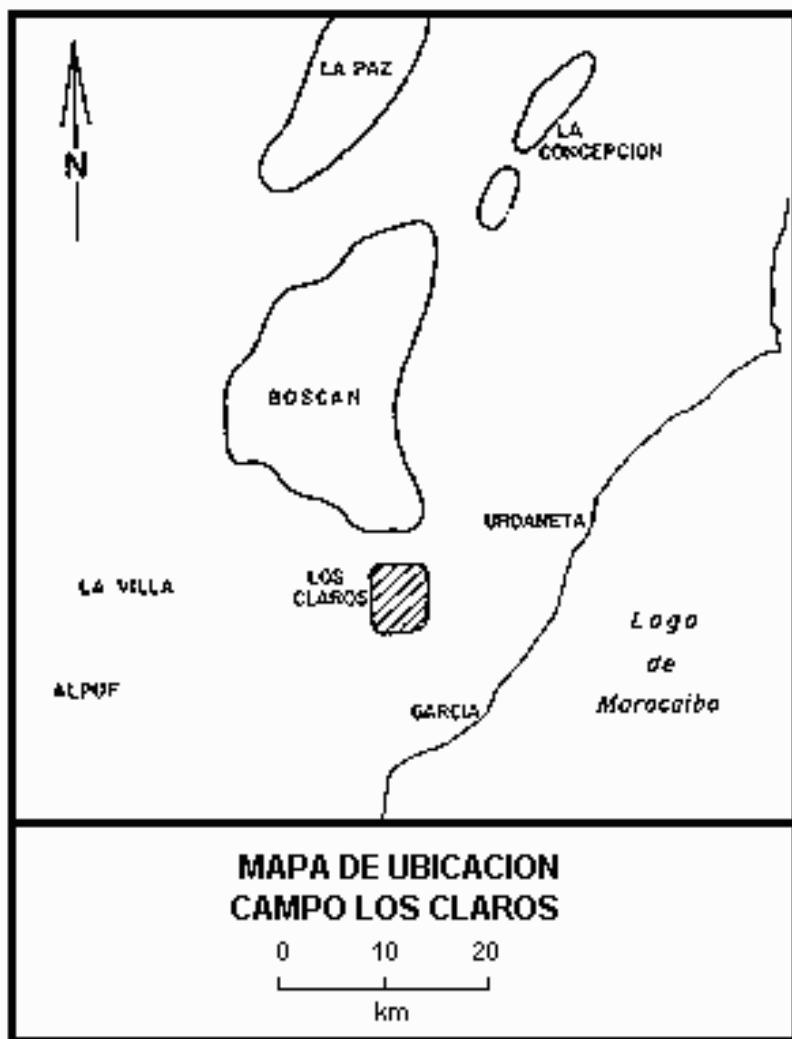
El pozo B-215X, en el área centro oriental de Boscán, encontró petróleo de un yacimiento cretácico de la Formación Apón.



Campo Los Claros

Este situado 10 km al sur del área de Boscán. Fue descubierto por la Richmond Exploration Company en 1957 con el pozo 22D-1.

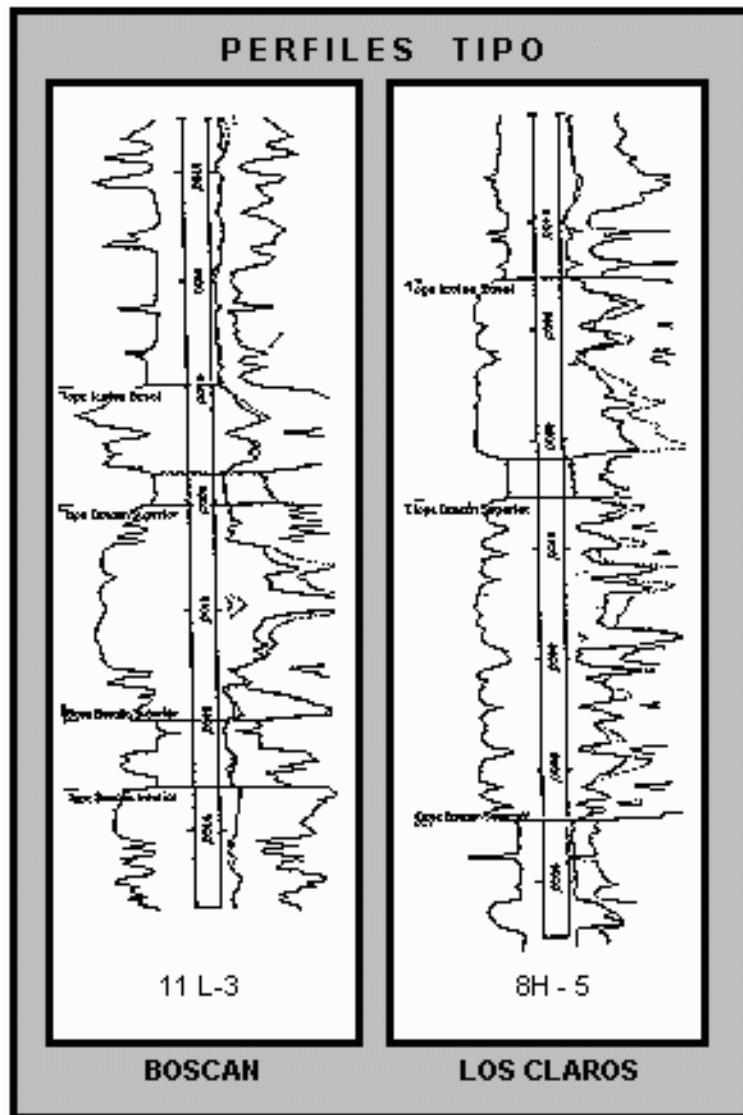
Forma parte de la extensa acumulación de petróleo pesado del Terciario que se encuentra al Noroeste de la Cuenca de Maracaibo, que incluye los campos de Boscán, García y Urdaneta Oeste.



Estratigrafía: La correlación se extiende, sin cambios mayores, desde el campo Boscán. El miembro arenáceo de la Formación Misoa, el principal horizonte productor, corresponde a las Arenas de Boscán al norte y a las unidades B-2 y B-4 hacia el este.

Estructura: Tanto las secciones estructurales y estratigráficas como la posición en los mapas demuestran la continuidad estructural homoclinal entre los campos de Boscán y los Claros.

La falla Boscán constituye el límite oriental de la acumulación en los Claros. El rumbo norte-sur cambia ligeramente al sureste, y el salto vertical alcanza solo 250' de los 1.000' que demuestra en el campo Boscán.

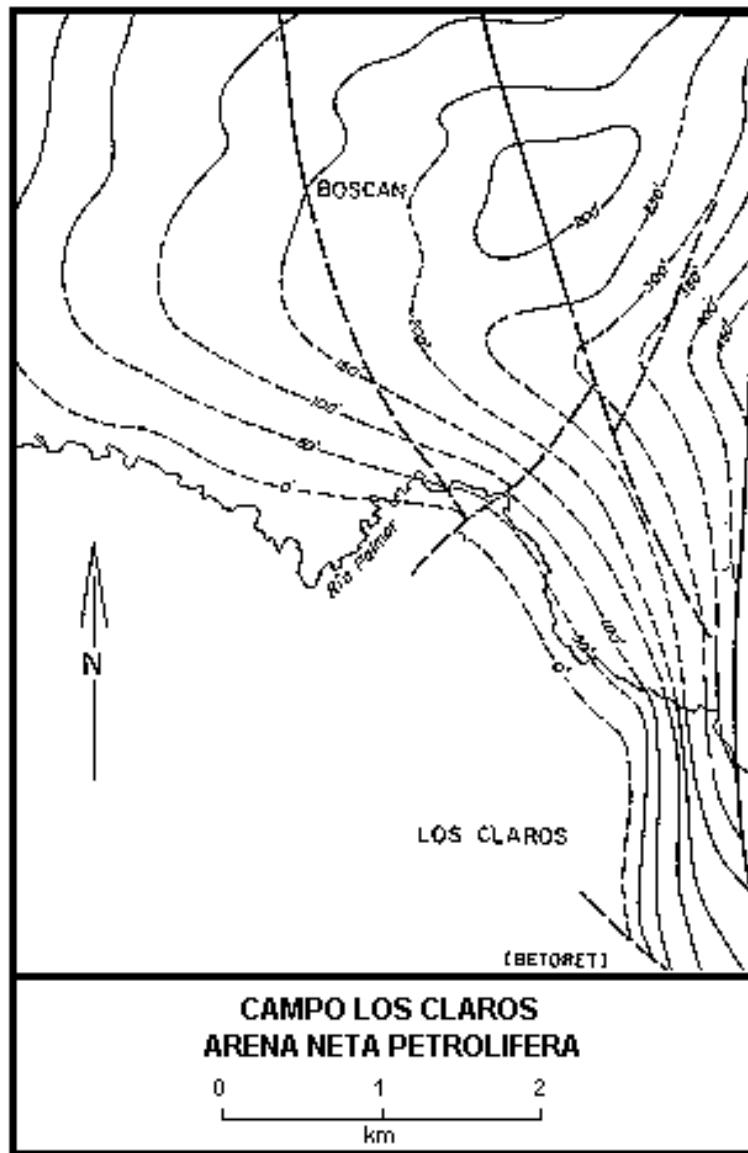


Producción: La producción se obtiene de las arenas Boscán Superior y Boscán Inferior del Eoceno y de la zona inferior de la Formación Icotea.

Las variaciones de porosidad y permeabilidad debidas a cambios de facies limitan, igual que en el campo Boscán, las acumulaciones en los diferentes lentes de arena, tanto en la Formación Misoa como en la arena basal de Icotea.

El petróleo de Los Claros es de: características similares al de Boscán. El primer pozo produjo crudo de 12° API y la gravedad promedio es de 10.4° API.

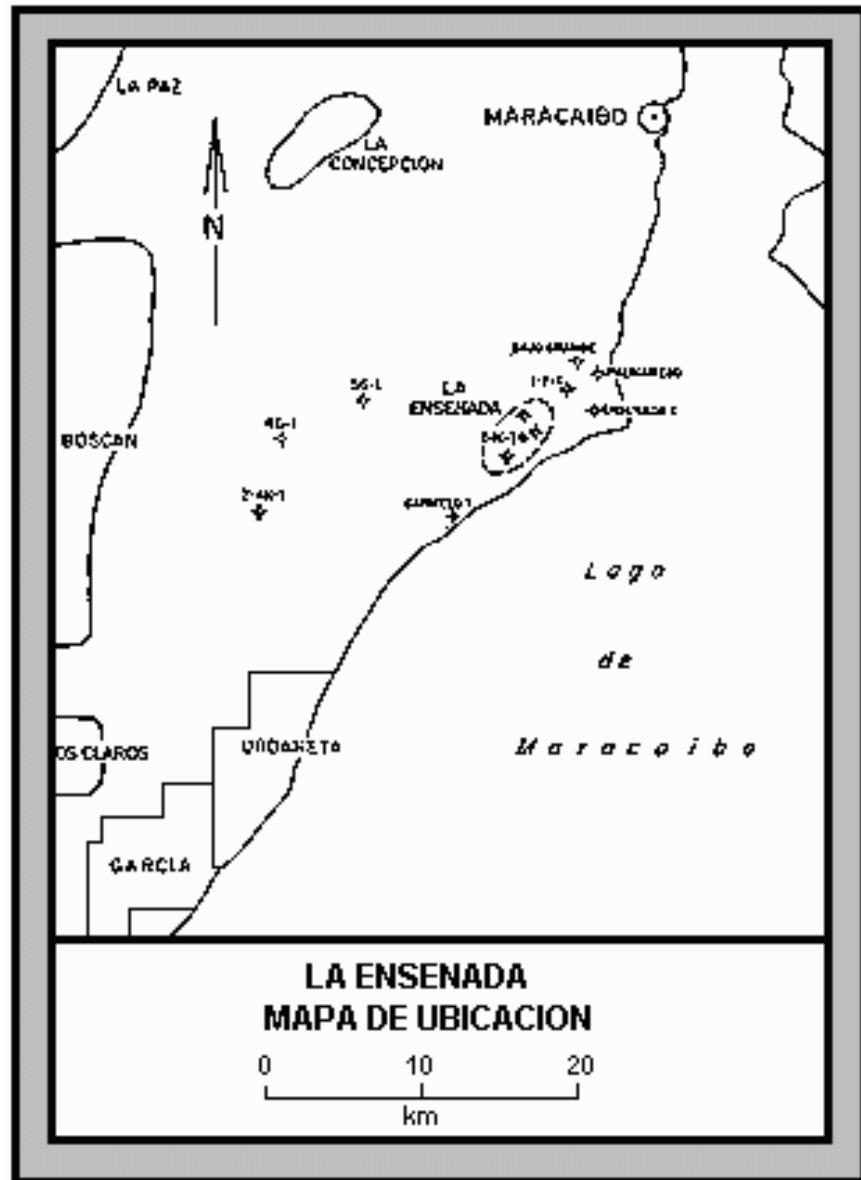
El campo muestra indicaciones definidas de un empuje de agua activo desde el oeste.



Campo La Ensenada

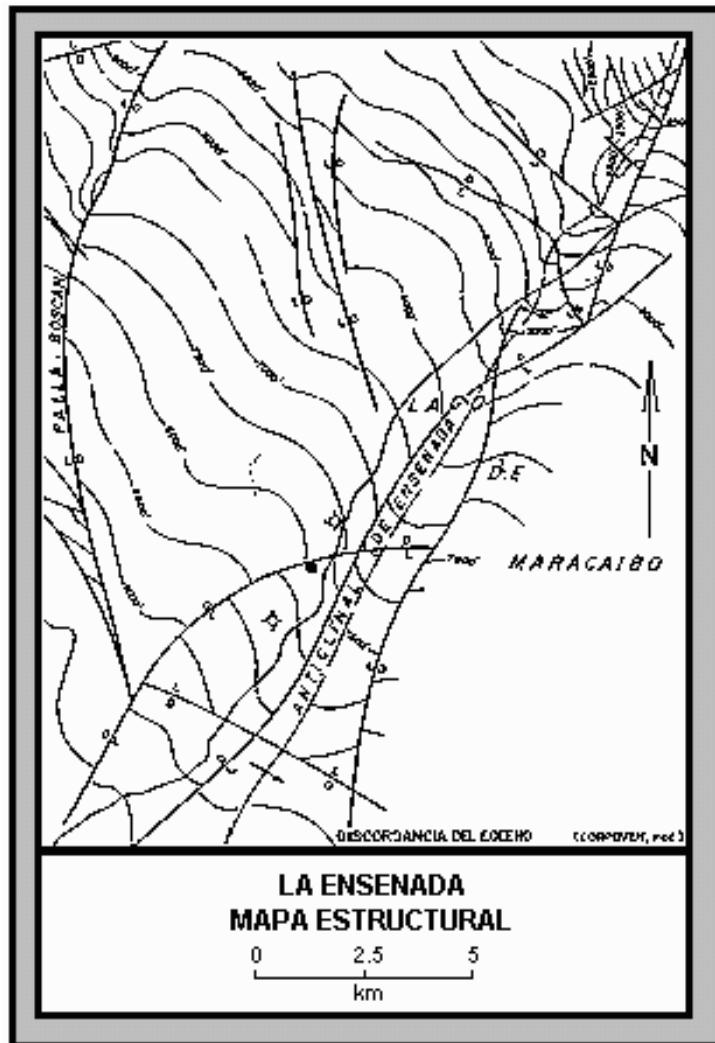
Hacia el este de Boscán, y muy cerca de la costa occidental del Lago de Maracaibo se encuentra el anticlinal de la Ensenada.

La Richmond perforó seis pozos a partir de 1946. El pozo Zulia 1-1 (IK-1) encontró producción del Eoceno.



Estratigrafía: La sección litológica continúa la secuencia de los estratos de Boscán, Los Claros y García.

Estructura: La Ensenada es un anticlinal alargado, de rumbo noreste-suroeste y declive al sur, encerrado por fallas longitudinales. Se extiende por 32 Ha.



Producción: Crudo de 57°API de las arenas Concepción, miembro de la Formación Misoa.

Campo Urdaneta

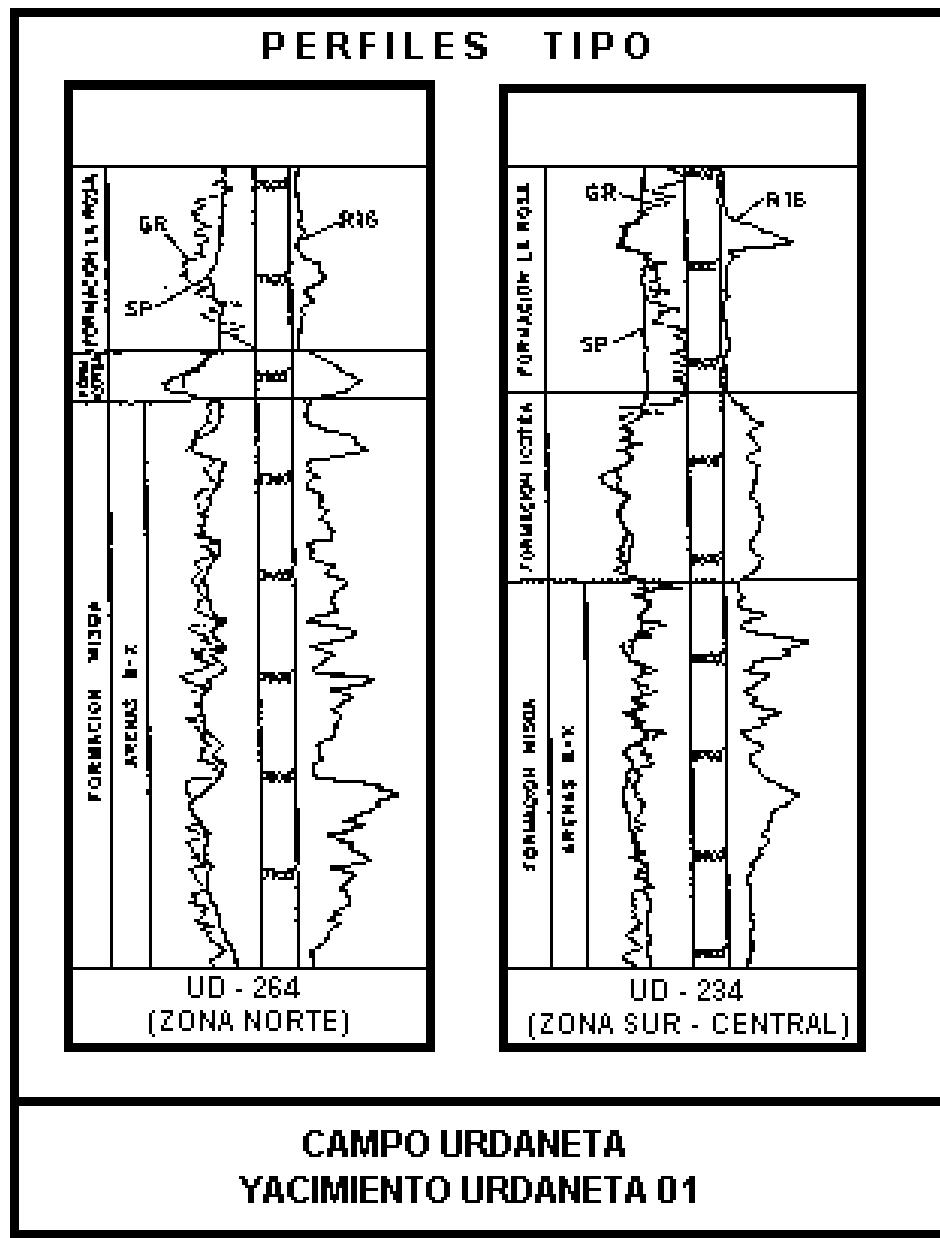
El Campo Urdaneta se encuentra al sur y suroeste de la ciudad de Maracaibo. El descubrimiento fue realizado en el borde occidental del Lago en 1955, mediante estudios geológicos del subsuelo y levantamientos sismográficos, con el pozo TJ-342 (UD-1) de la Creole Petroleum Corporation (11.477') después de perforar seis pozos exploratorios (LGE) con resultados negativos. Posteriormente, en 1970, se desarrolló una segunda

alineación paralela hacia el este (yacimientos UD-5, UD-7, UD-101) que reveló importante acumulación cretácica.



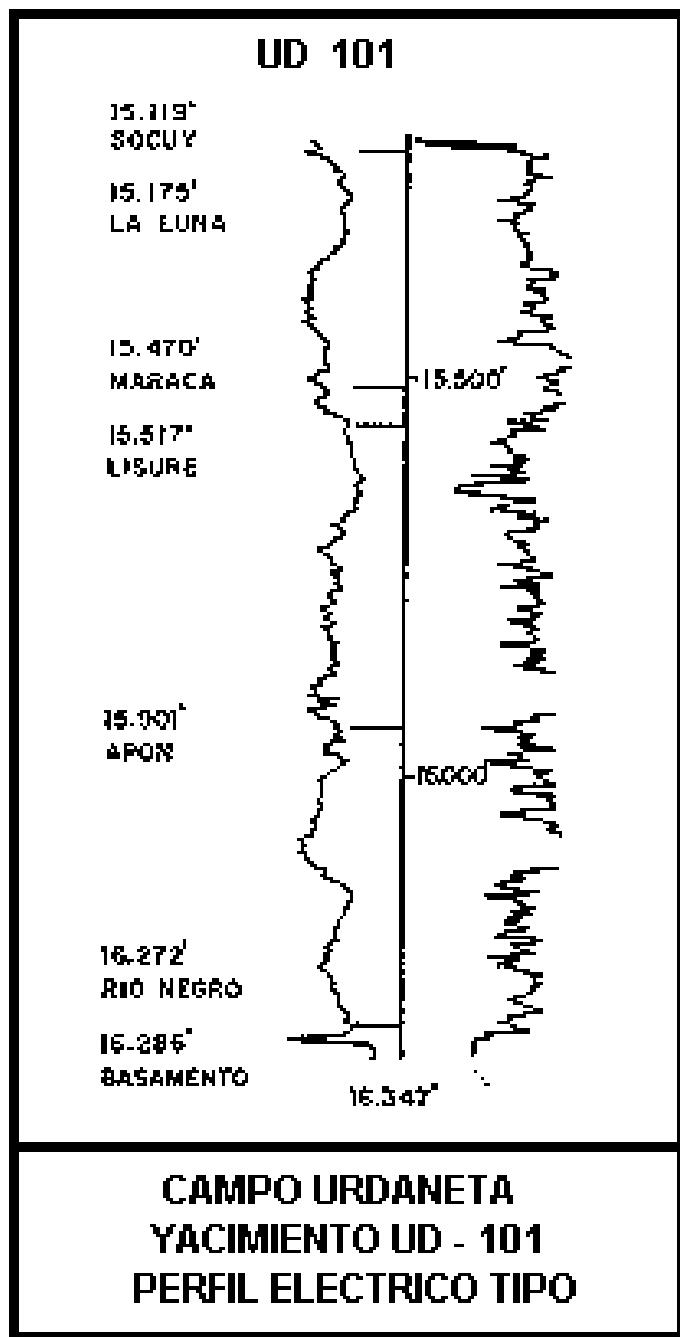
Estratigrafía: La sección estratigráfica del área de Urdaneta se inicia en el Cretáceo con las areniscas de Río Negro. La Formación Río Negro tiene poco espesor al norte y este, aumentando hacia el oeste donde llega a alcanzar 7075'. Está construida en su base por areniscas transgresivas, a veces conglomeráticas, de ambiente marino costero, que pasan a una secuencia de limolitas y lutitas calcáreas de ambiente de laguna costanera, con intercalaciones de lutitas fosilíferas hacia el tope de la formación.

Suprayacente y transicional continua la Formación Apón y las otras formaciones de carbonatos (Lisure y Maraca) del Grupo Cogollo. Las calizas de La Luna y Socuy y las lutitas de Colón y Mito Juan completan la sección cretácica.



Lutitas, areniscas, calizas y carbones paleocenos de las formaciones Guasare y Marcelina se encuentran suprayacentes, alcanzando un espesor de 675 pies.

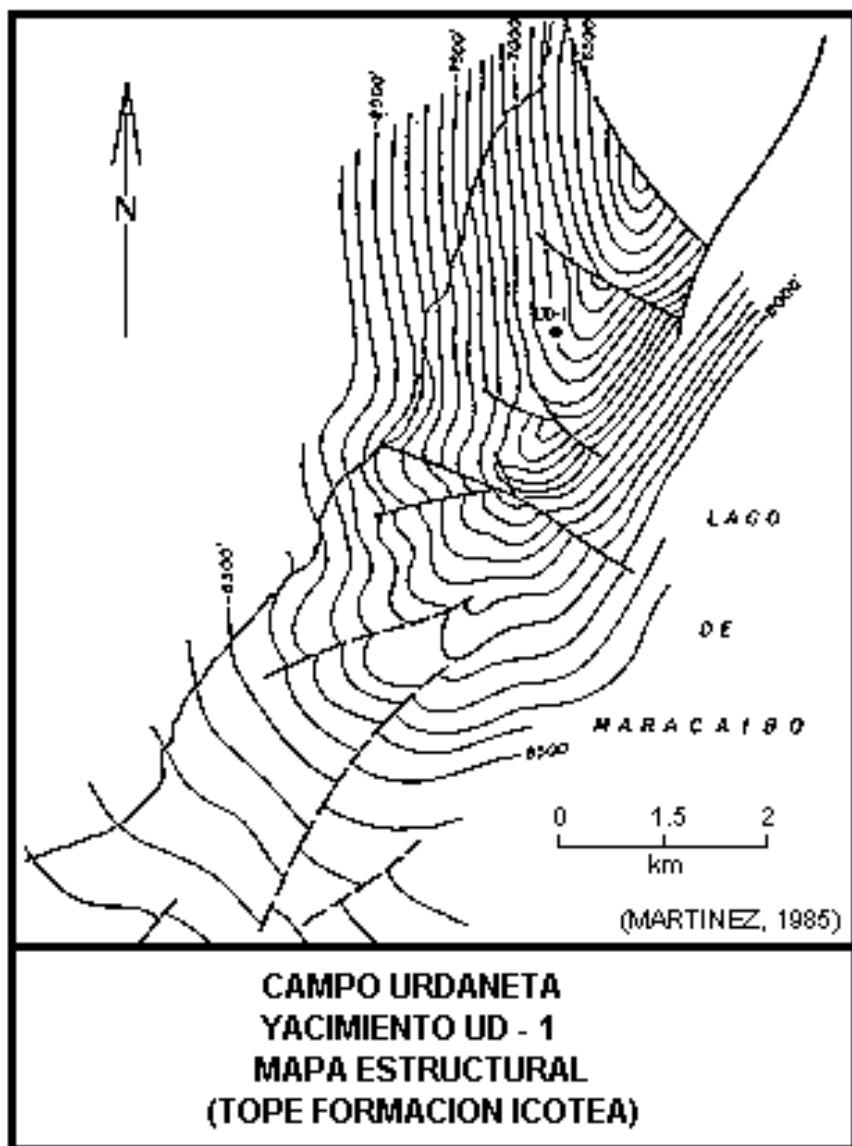
Sobre esta serie, yace una sección de lutitas y areniscas eocenas típicas de ambiente fluvio-deltaico pertenecientes a la Formación Misoa.



La Formación Icotea, de arenas del Oligoceno, cuyo espesor varía gradualmente desde 50' en el norte hasta 400' en el sur, yace discordantemente sobre el Eoceno. Icotea es infrayacente y concordante con sedimentos del Mioceno y otros mas recientes; alrededor de 5.000 pies de esos depósitos miocenos están constituidos por sedimentos de las formaciones La Rosa, e Isnottu.

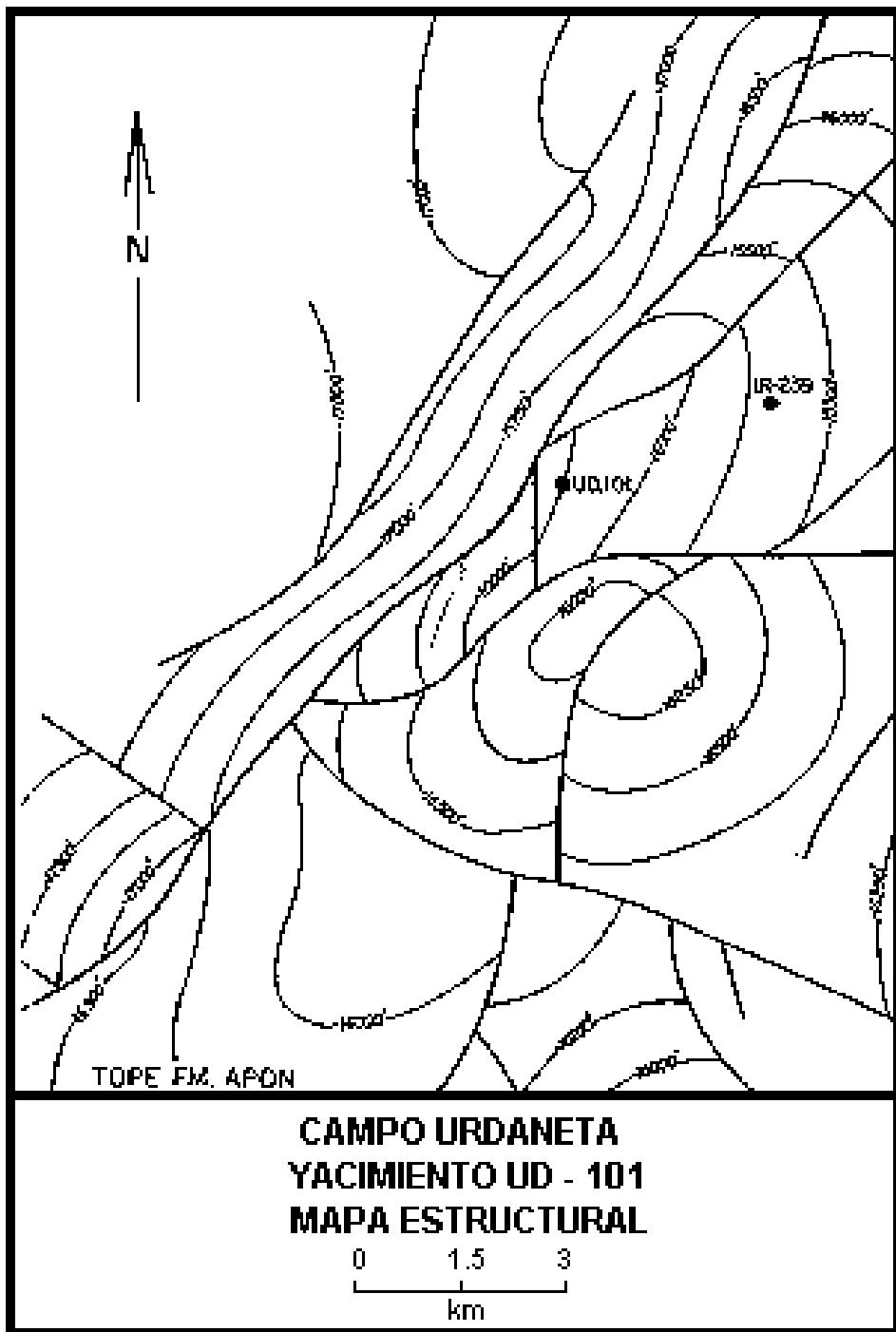
Estructura: La estructura geológica prominente en el área de Urdaneta Oeste es un anticlinal de eje noreste-sureste con declive al sur, el cual ocupa el área central y norte

del campo. El anticlinal presenta dos levantamientos suaves, fallados, y está limitado en el flanco este por una falla inversa. Se ha establecido que la estructura se prolonga hacia tierra al noreste, asociada con el alto de García.



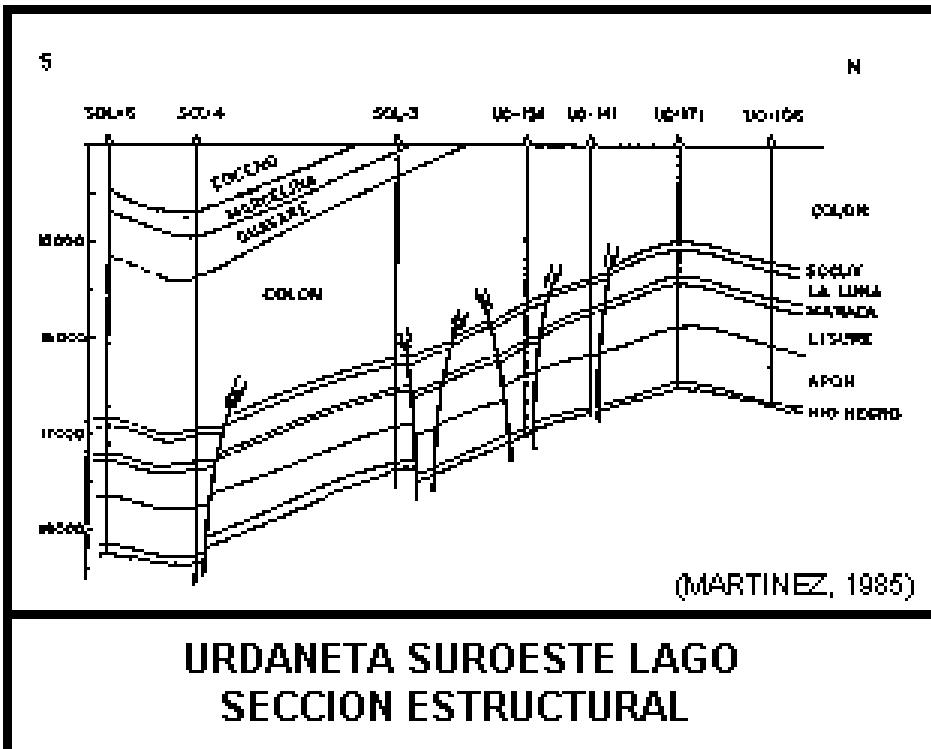
Las fallas son en su mayoría normales, de altísimo buzamiento (70° a 80°) y siguen dos patrones de rumbo: uno, con salto vertical de 100 - $250'$, perpendicular al eje de la estructura, que se manifiesta principalmente en el área norte; otro, noroeste-suroeste, con desplazamiento mayor de $80'$, que predomina en el sector sur.

Urdaneta Centro es otra alineación anticlinal desarrollada a este de una falla inversa de rumbo noreste y desplazamiento de $600'$ al noreste. Está integrada por domos alineados en dirección noreste y se complementa con fallas convergentes a la falla principal, que forman un pilar tectónico en la zona donde se perforaron UD-101 y LR-239.



Un sector, en el centro del Lago, nombrado "Urdaneta Este" o "Urdaneta-Lama (UDL)" es en realidad la sección occidental del alto de Icotea, y forma parte del campo Lama.

En el extremo sur (área Sur Oeste del Lago, SOL) se ha identificado un anticlinal cretácico de cierre estructural por fallas, con un área de 90 km² aproximadamente, el cual forma parte de una extensa área de fallamiento intenso, con excelente producción de crudo liviano.



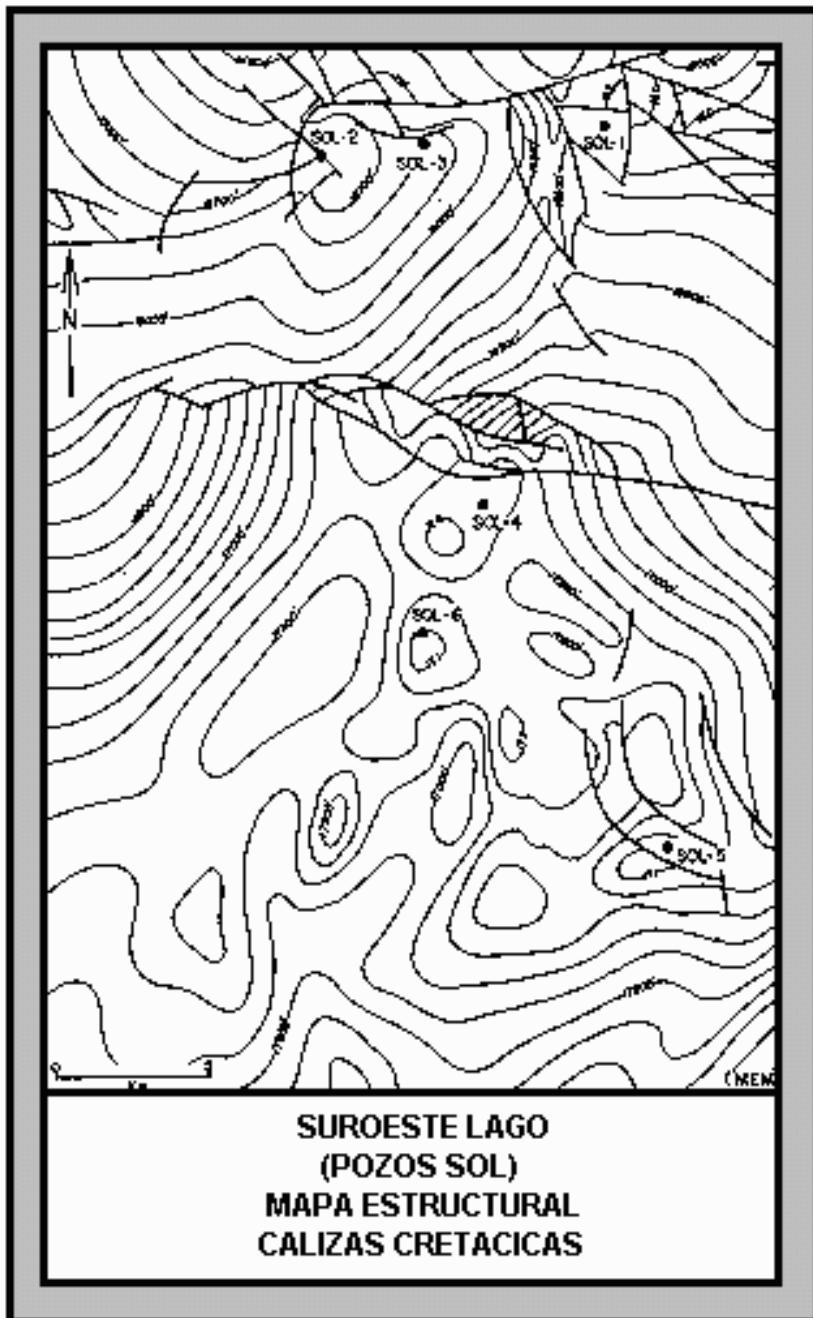
Producción: El pozo descubridor del campo, UD-1 (TJ-342, 11.477') fue completado como productor en la Formación Icotea y las arenas-B superiores de la Formación Misoa. Al crudo, muy pesado (12.5° API) y con escaso gas, se le asignó un factor muy bajo de recuperación.

En 1984 el pozo A-139 descubrió el yacimiento "Cretáceo 34" en una estructura al noreste de la alineación de Urdaneta Centro. Produjo 570 B/D de crudo de 44° API a los 16.560' de profundidad. UD-101 produjo 3.825 B/D (30° API); LR-234, 4.497 B/D (29° API). El horizonte más importante es la Formación Apón.

Al oeste, en el sector terrestre, el pozo 28K-2Y, de Corpoven obtuvo 3.260 B/D, 26° API, de la Formación Apón, a 14.850' de profundidad. Los pozos SOL al extremo suroeste han encontrado crudo cretácico; SOL-6 (18.321') produjo 600 B/D, 30° API, en el yacimiento "Cretáceo 44" de la Formación Lisure.

Recientemente se ha identificado y desarrollado excelente producción de crudo mediano y liviano en las arenas de la Formación Río Negro. El éxito alcanzado en el domo sur Urdaneta Oeste en la Formación Río Negro y las condiciones diferentes entre las areniscas de Río Negro y las calizas cretácicas hizo necesario separar su desarrollo desde 1979, ya que el tipo de acidificación que se emplea es distinto y el contenido de H₂S es menor en la Formación Río Negro (40-80 ppm) que en las calizas.

La primera completación individual en Río Negro, UD-130, obtuvo 1.121 B/D (25.4° API). El pozo UD-198 alcanzó 4.140 B/D (315° API). SOL-2 produjo 1.128 BID (24.9° AP).

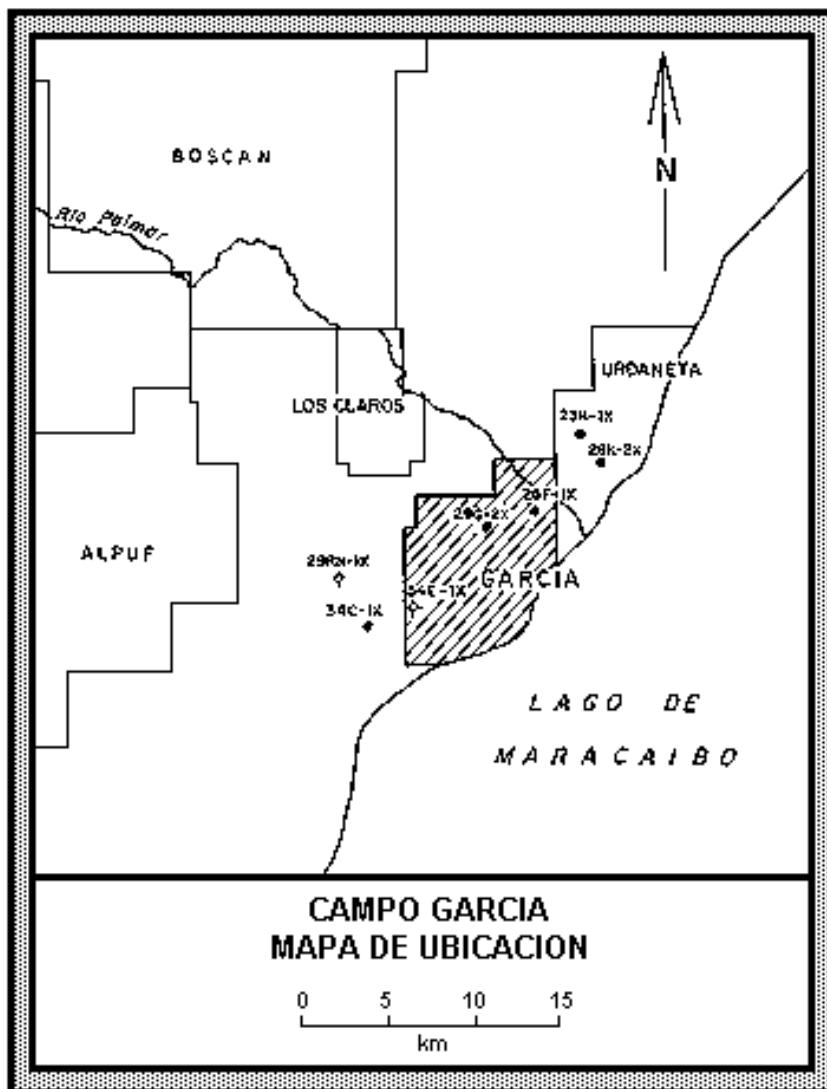


Campo García

El campo se encuentra en el noreste de la Cuenca de Maracaibo.

Entre 1928 y 1971 se perforaron sin éxito siete pozos en el área.

El alto potencial de producción alcanzado al noreste por el pozo Z-23H-1x (Urdaneta) en las calizas cretácicas estimuló el interés exploratorio. Se identificaron ocho estructuras. Corpoven perforó 4 pozos desde 1979; 28F-1X alcanzó 17.525.



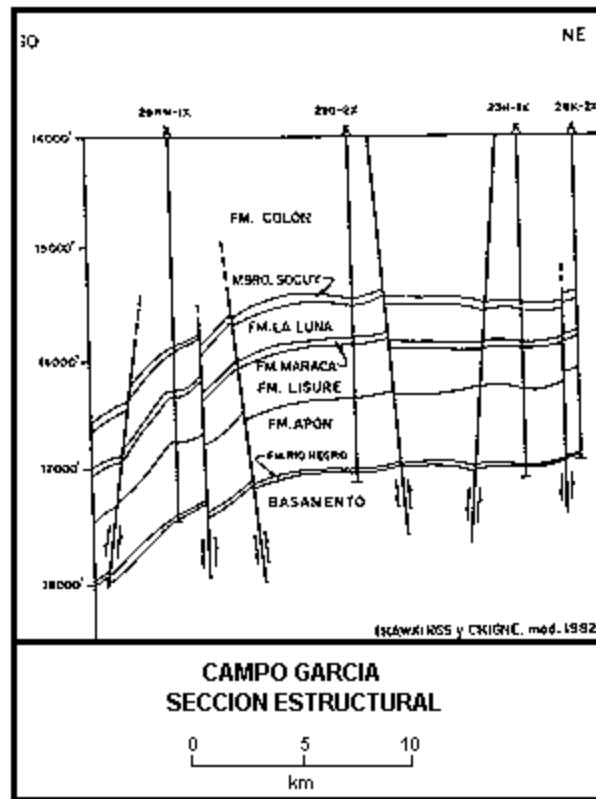
Estratigrafía: La columna estratigráfica continúa la secuencia de los campos vecinos Boscán y Los Claros.

El miembro arenáceo del Misoa constituye un importante horizonte productor de los campos García, Los Claros y Urdaneta Oeste. Este miembro consiste en una serie de arenas espesas que se correlacionan con las Arenas de Boscán hacia el norte y con B-2 y B-4 en el este; estas areniscas desaparecen al este hacia el Campo Costanero Bolívar donde está representada por lutitas con intercalaciones delgadas de arena compacta de grano fino. Al norte, hacia la Concepción y Maracaibo, desaparece bajo la combinación de cambio a facie lutítica y erosión posteocena. Hacia el sur, se hacen y forman una continua unidad porosa que llega por lo menos hasta el Miembro B-6.

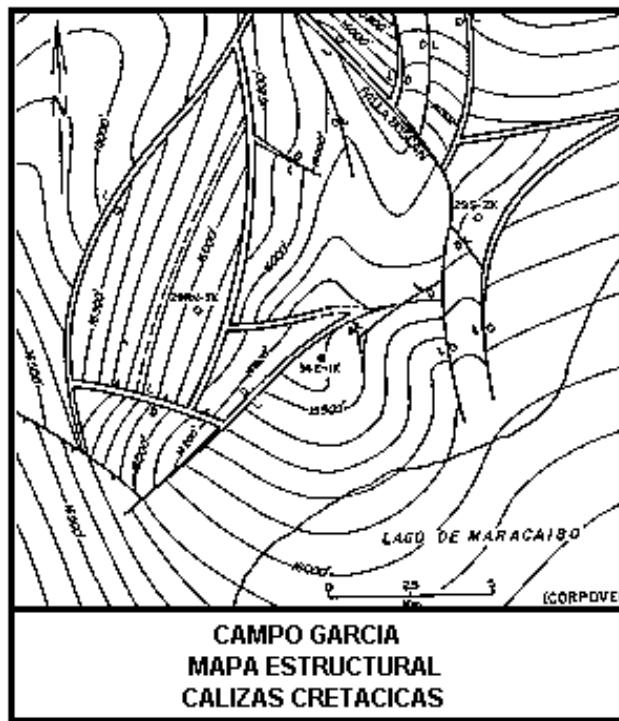
CAMPO GARCIA COLUMNAS ESTRATIGRAFICAS

EDAD	GRUPO	FORMACIÓN	MiEMBRO	DESCRIPCION
MIO-PLIESTOC.		DITA / EL MILAGRO		ARENISCAS FRIABLES
MIOCENO MEDIO Y SUP	D. FAUSTO	LA VILLA / LOS RANCHOS		ARENISCAS Y MARCIILLAS
MIO-PLIOCENO		ICOTEA		LIMOLITAS, ARENISCAS, LUTITAS.
EOCENO		MISOA		ARENISCAS
PALEOCENO		MARCELINA		ARENISCAS CALCAREAS, CARBONACEAS.
		QUASARE		ARENISCAS CON CALIZAS Y LUTITAS
CRETACEO SUP.		COLON	MITO JUAN	LUTITAS, LIMOLITAS Y CALIZAS
			SOCUY	CALIZAS, LUTITAS
CRETACEO MED.		LA LUNA		CALIZAS Y LUTITAS.
CRETACEO INF.	OCOCIAO	MARAÇA		CALIZAS
		LISURE		CALIZAS, LUTITAS Y LIMOLITAS
		APON		CALIZAS DURAS
		RIO NEGRO		ARENISCAS, CONGLOMERADOS
PRE-CRETACEO	BASEMENT			

Estructura: Básicamente un anticlinal fallado cuyo límite se encuentra parcialmente controlado por la extensión sur de la falla principal de Boscán.



En las formaciones altas, delgadas y lenticulares, capas lutíticas individuales interestratificadas en arenas masivas actúan como barreras locales.



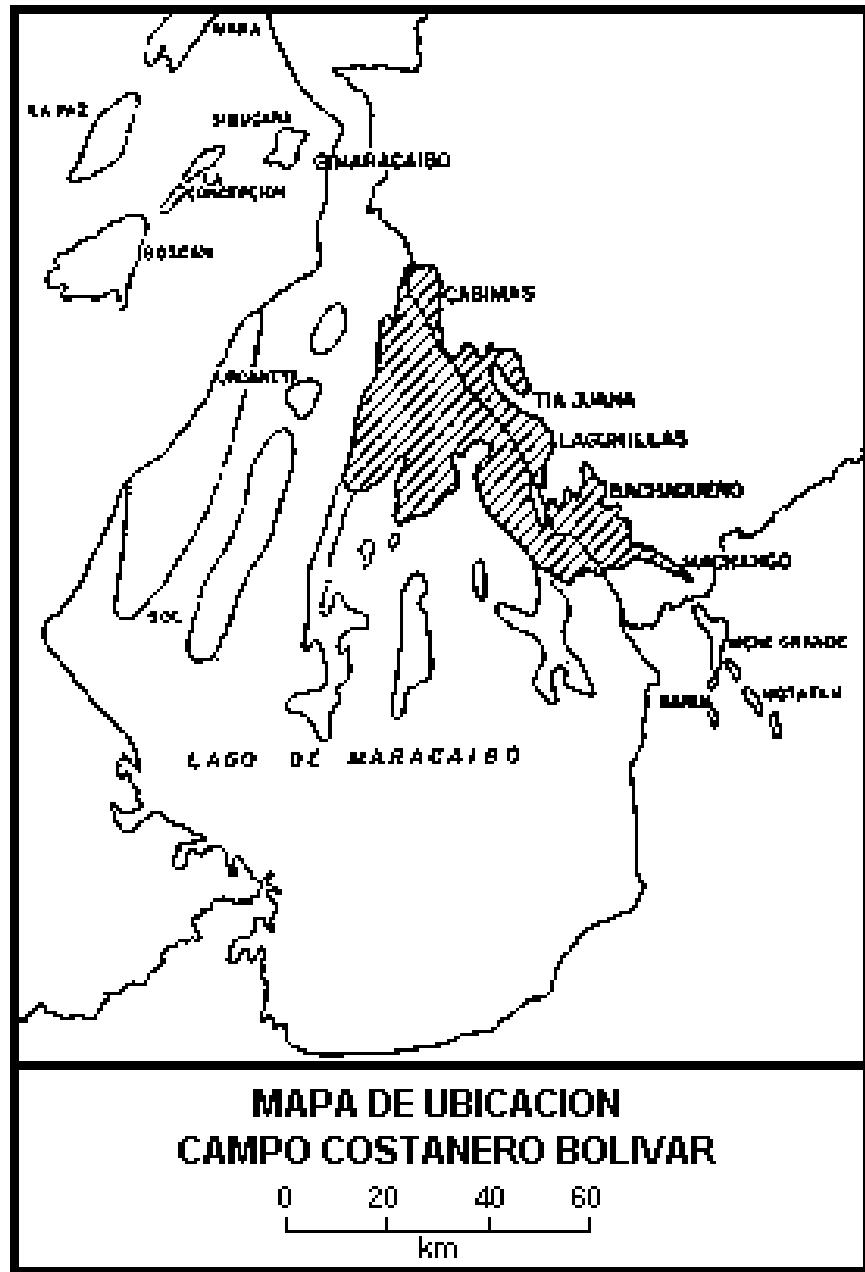
Producción: La producción profunda proviene de yacimientos de calizas cretácicas fracturadas. El pozo 22G-2X probó 2.000 b/d de petróleo de 25° API en la Formación Apón.

Campo Costanero Bolívar

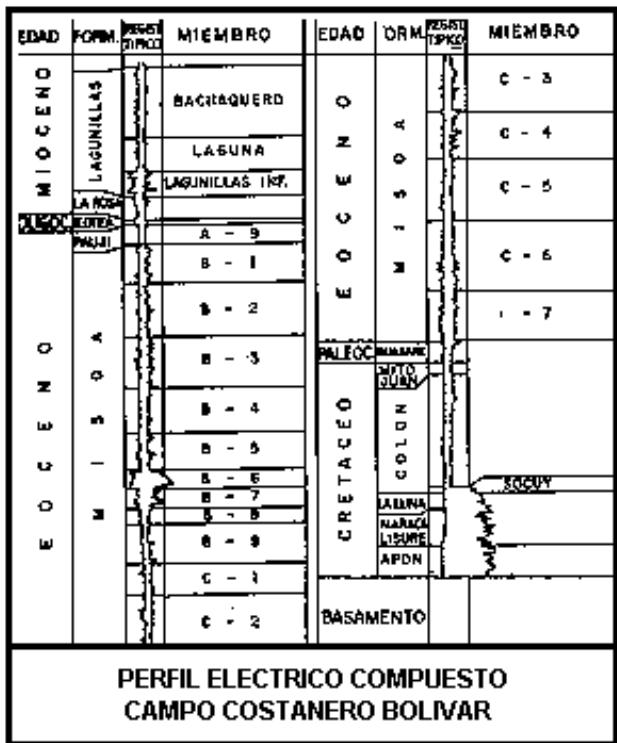
El Campo Costanero Bolívar está situado en la zona este del lago de Maracaibo. Constituye una de las áreas más extensas del mundo. Se extiende paralelamente a la Costa Oriental del Lago, parcialmente en tierra y parcialmente bajo el agua, por una longitud de 100 kilómetros. Menos activos indicaron desde muy temprano la acumulación de petróleo y condujeron a actividades de perforación que fueron iniciadas por la Venezuelan Oil Concessions, Ltd., con el pozo Santa Bárbara No. 1 (R1) en 1913. El pozo Santa Bárbara No. 2 (R-2) situado en el área de Punta Gorda, al sur de Cabimas, encontró la primera producción comercial; aunque la perforación de este pozo comenzó en 1913 no fue terminado hasta el año 1917 como producto en la arenisca Santa Bárbara del Mioceno. Cinco años más tarde (1922) el pozo Barroso-2 (R-4) reventó sin control, arrojando 100.000 b/d de petróleo, lo cual dio estímulo al desarrollo en gran escala de esta enorme área petrolífera. Después del descubrimiento, (Campo La Rosa), nuevos pozos exploratorios encontraron acumulaciones petrolíferas miocenas en Lagunillas (Lago-1, Gulf, 1926), Tía Juana (TJ-1, Lago, 1928) y Bachaquero (Lagunita-1, Gulf, 1930).

En 1939 el pozo LL-370, Creole, descubrió producción de las arenas "B" del Eoceno; El pozo LL- 1930, Creole, encontró en 1957 yacimientos cretácicos hacia el centro del Lago, y desde entonces se han definido excelentes acumulaciones de petróleo liviano en calizas fracturadas.

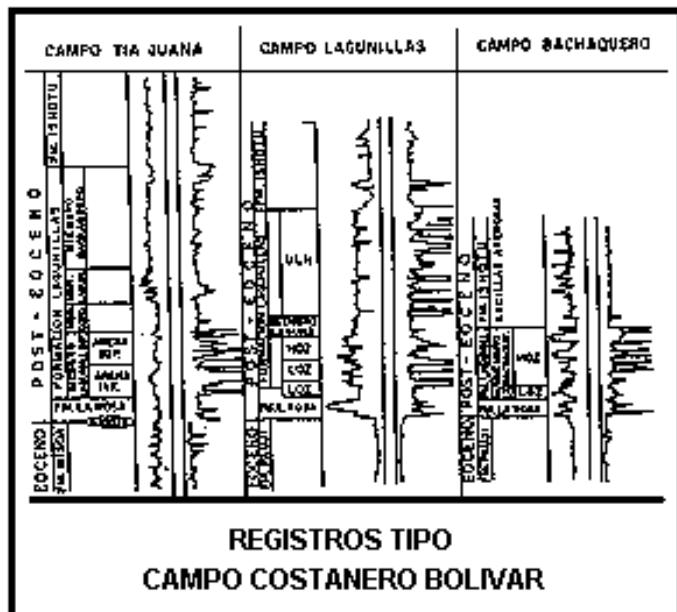
En las primeras fases del desarrollo, la perforación descubría acumulaciones muy separadas, y se les asignaron los nombres de Ambrosio, La Rosa, Icotea, Cabimas, Punta Benítez, Tía Juana, Taparito, Lagunillas, Pueblo Viejo, Bachaquero. Las extensiones y el desarrollo de los campos indicaron que se trataba realmente de una sola área, actualmente llamado Campo Costanero Bolívar.



Estratigrafía: Por encima del Basamento existen rocas de edad Cretáceo, Paleoceno, Eoceno, Oligoceno y Mioceno. El Cretáceo, representado por la Formación Río Negro (Clásticos basal es de conglomerados delgados), las calizas cretácicas (Grupo Cogollo, Formación la Luna y el Miembro Socuy de la Formación Colón) y las lutitas de la Formación Colón que culminan con el Miembro Mito Juan.

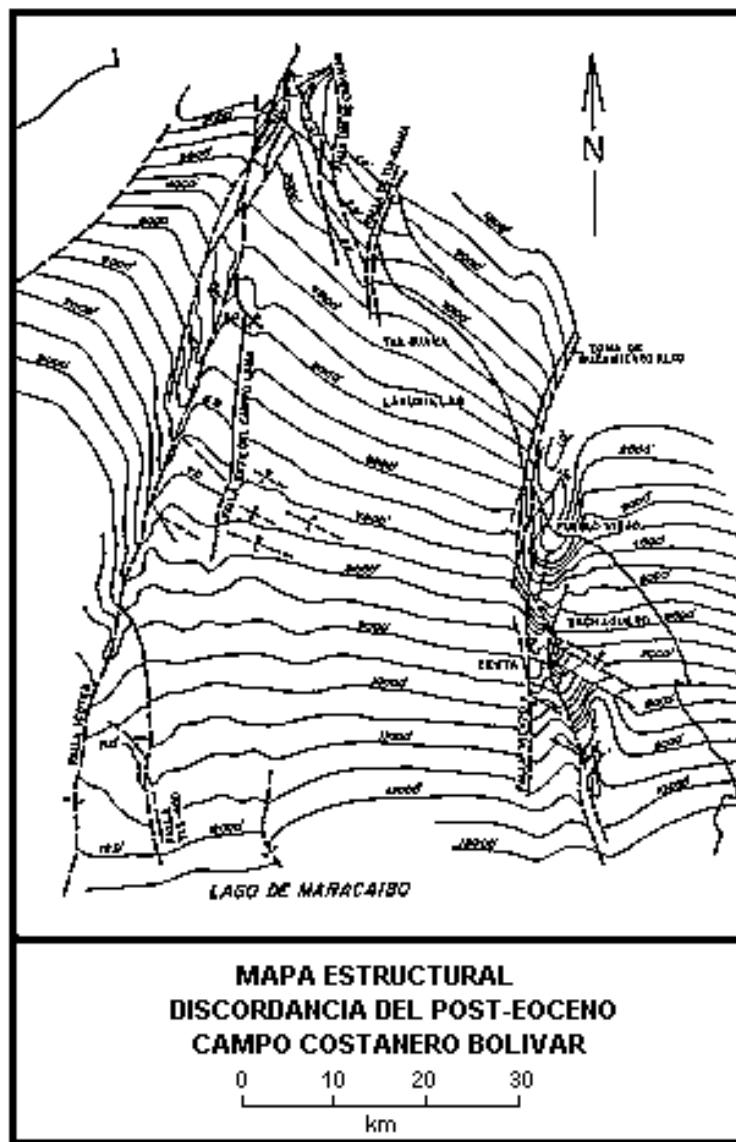


La Formación Guasare del Paleoceno, concordante sobre las lutitas cretácicas del Miembro Mito Juan de la Formación Colón, es una unidad relativamente delgada y se compone predominantemente de lutitas.

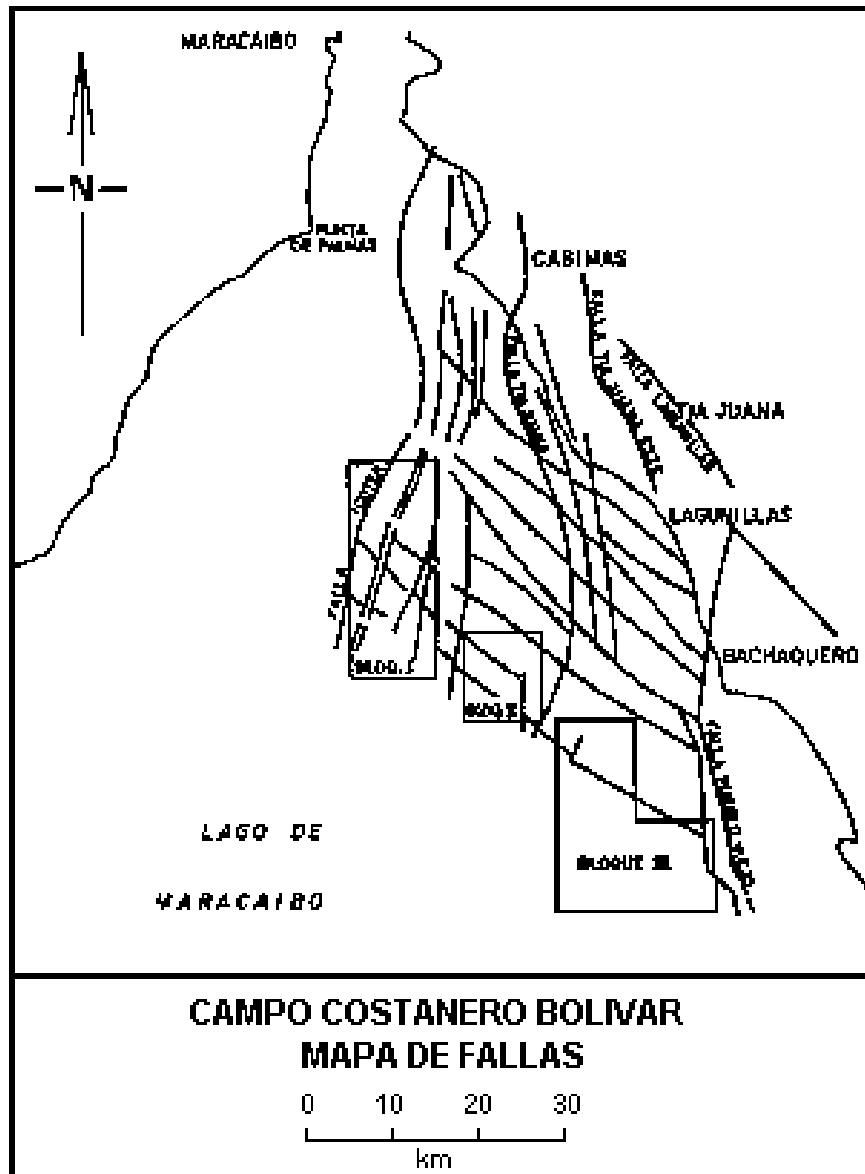


El Eoceno está separado de los sedimentos suprayacentes por una discordancia. Está representado por la Formación Misoa, dividida en Arenas "C" y Arenas "B". Esta sección,

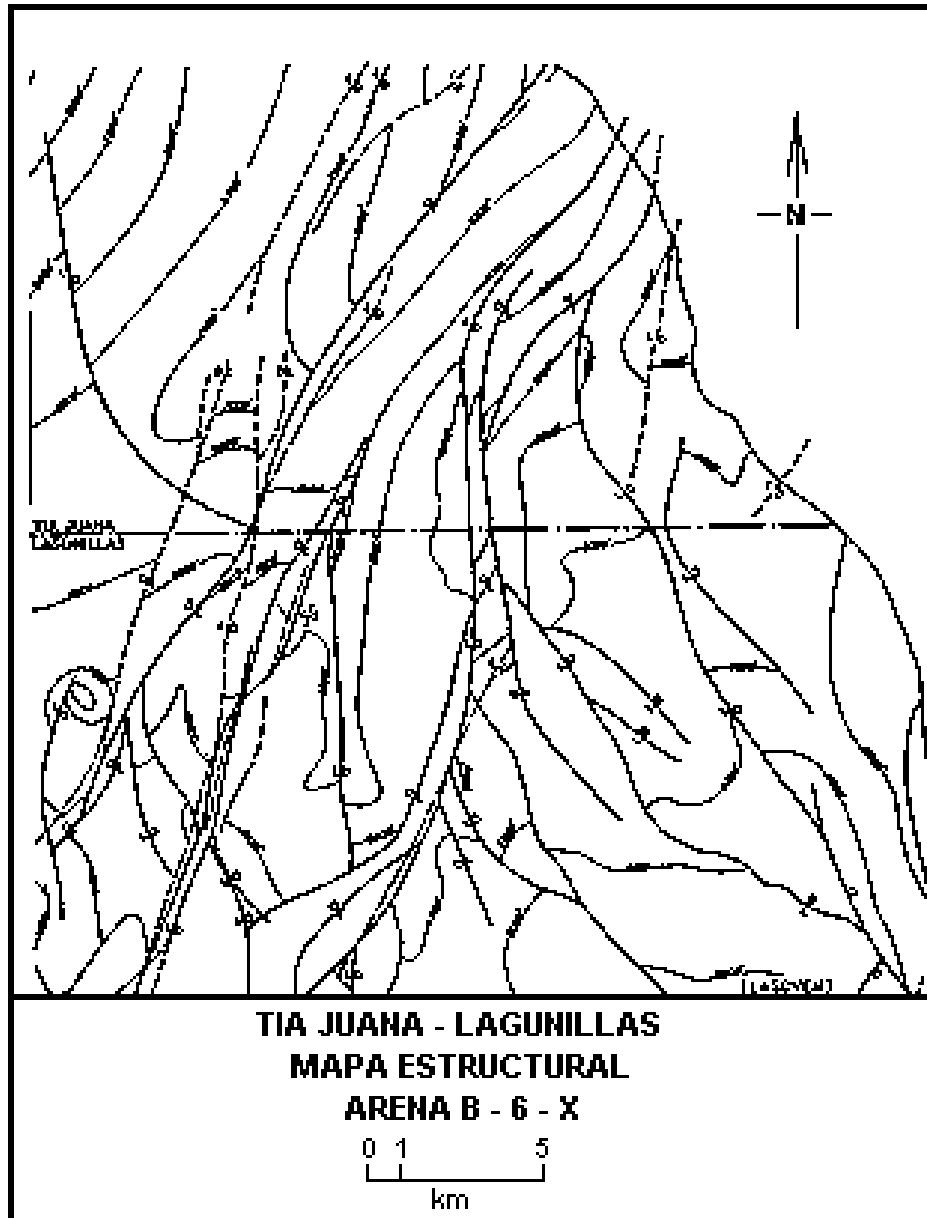
con enormes reservas de petróleo, contiene areniscas duras de grano fino a grueso interestratificadas con lutitas oscuras. Hacia el sur y al cierre superior del Eoceno, aparecen las lutitas de la Formación Paují.



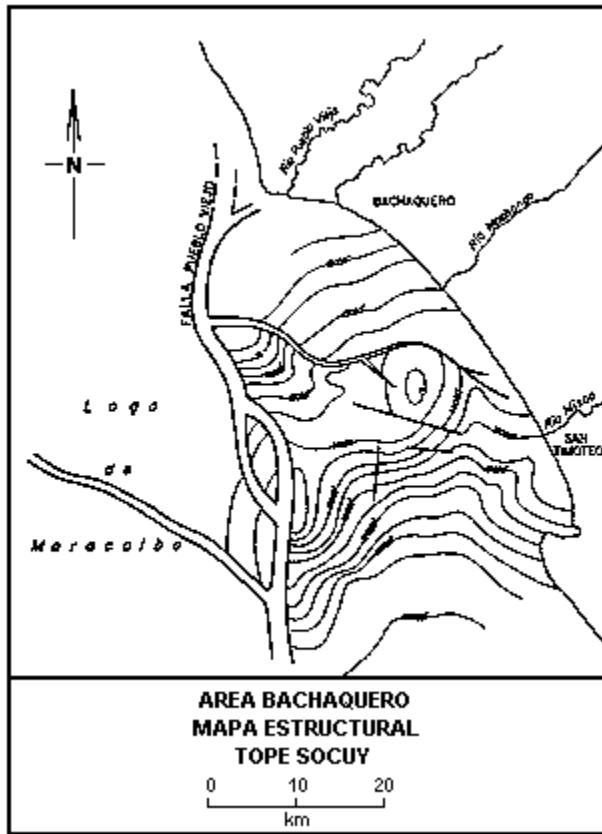
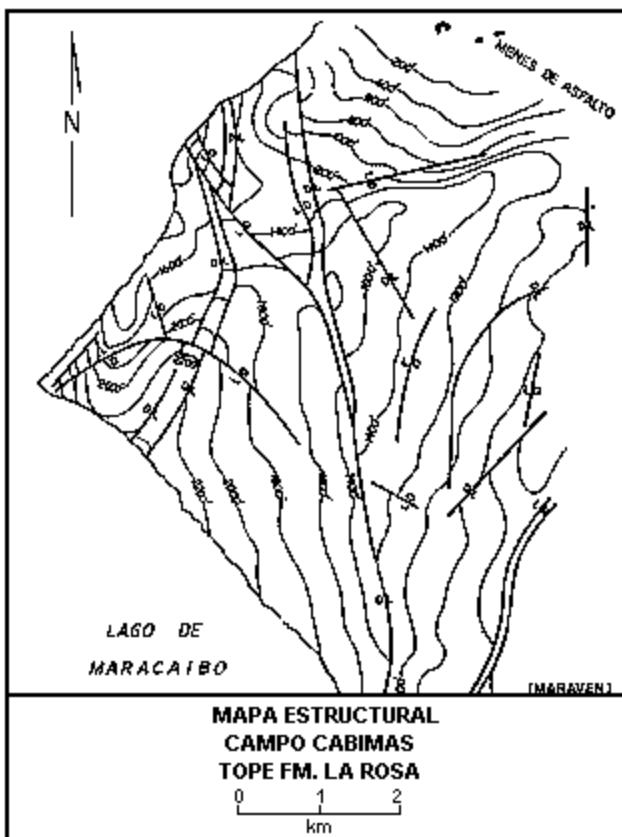
La secuencia mioceno-oligoceno pertenece a un gran complejo deltáico de un sistema de canales en dirección norte-sur y depósitos costeros asociados, con arenas poco consolidadas de espesor variable. Se subdivide, de abajo hacia arriba, en las siguientes formaciones: Icotea, La Rosa, Lagunillas, Isnottú y Betijoque. La Formación Icotea (oligoceno) está compuesta principalmente de areniscas, limolitas y arcilitas. La Formación La Rosa consiste en lutitas marinas, fosilíferas, intercaladas con areniscas. Las formaciones Lagunillas, Isnottú y Betijoque están constituidas por arcillas interestratificadas con lutitas y areniscas porosas poco consolidadas, de grano fino a medio.



Estructura: El Eoceno y las formaciones más antiguas están intensamente plegadas y falladas, y toda la región fue erosionada a una penillanura antes del depósito del Oligo-Mioceno, con excepción del área de Pueblo Viejo, estructura activa aún durante el depósito del Mioceno. Las líneas estructurales en la discordancia de la base del Mioceno son por consiguiente una representación general de la estructura de los sedimentos del Mioceno. Esta estructura es homoclinal con buzamiento suave de 4-1° hacia el sur y plegamientos locales. Se conocen estructuras miocenas de pequeño relieve, como los sinclinales de Cabimas y Ambrosio, y fallas que cortan el Mioceno, como la falla de Tía Juana.



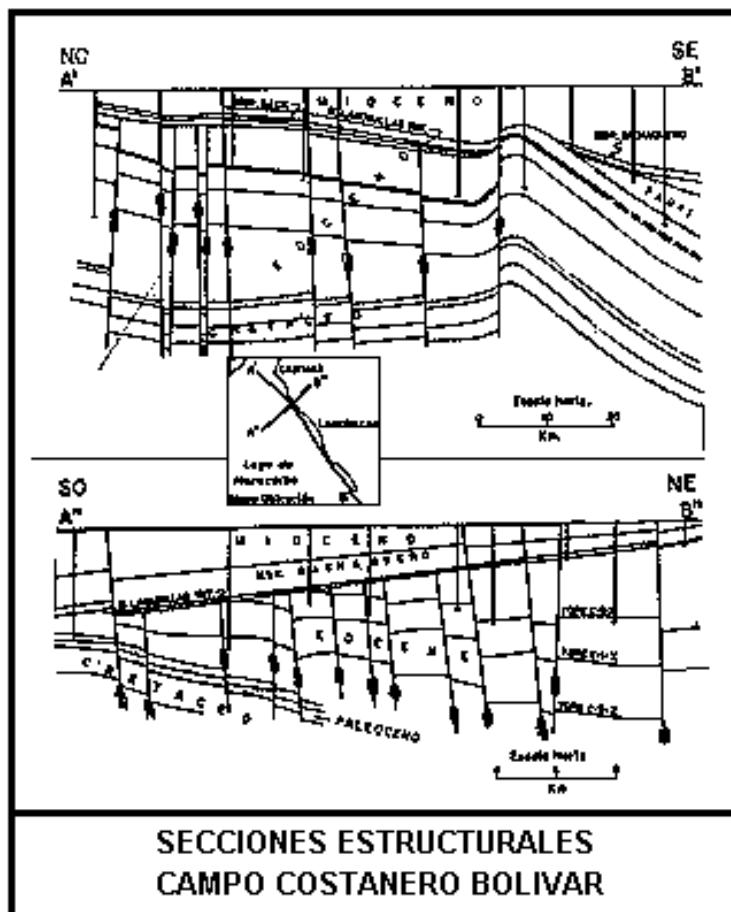
Las fallas mayores se encuentran en las capas eocenas y otras más antiguas, aunque varias de estas fallas se extienden y cortan los sedimentos Oligo-Miocenos; un ejemplo es la gran falla inversa, con 1.000 pies de salto vertical, en el flanco oeste del anticlinal de Pueblo Viejo. Se distinguen dos sistemas de fallamiento: un sistema mayor longitudinal de rumbo noreste y buzamiento alto, y otro sistema transversal de dirección noroeste-sureste.



Producción: La producción se obtiene de arenas miocenas de las formaciones Icotea, Santa Bárbara, La Rosa y Lagunillas; de los intervalos de arenas "B" y "C" de la Formación Misoa, principalmente de las arenas B-6 y B-7; y en los últimos tiempos, petróleo más liviano y mayor rendimiento, de las calizas cretácicas.

Los yacimientos productores del post-eoceno (formaciones La Rosa y Lagunillas) tienen su mejor expresión en el sector oriental, donde se observa una combinación de factores; la mayor parte sedimentarios y en menor proporción estructurales: 1) variaciones litológicas que forman barreras de permeabilidad por el aumento de material arcilloso en las arenas, o el adelgazamiento de los cuerpos de arena en varias direcciones, 2) sellos de asfalto en las áreas de menes del límite oriental, 3) fallamiento y plegamiento.

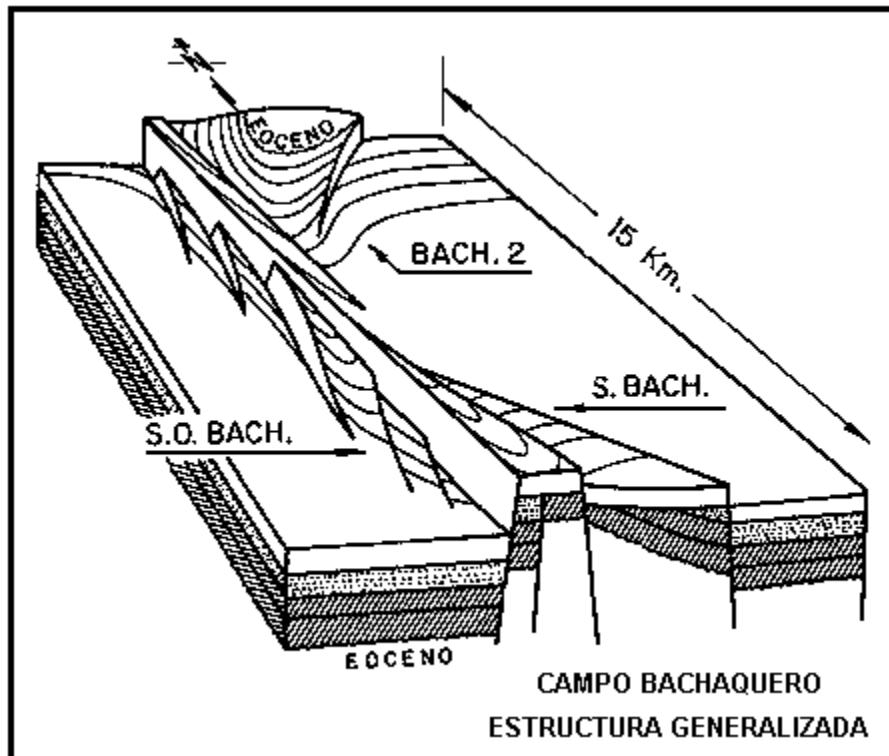
Las acumulaciones eocena están básicamente selladas por fallas escalonadas de los dos sistemas en combinación con algunas trampas estratigráficas, por lenticularidad de las arenas, o por funcionamiento de las capas contra la posterior sedimentación eocena discordante.



Las áreas de crudo cretácico están asociadas a un severo fracturamiento de las calizas.

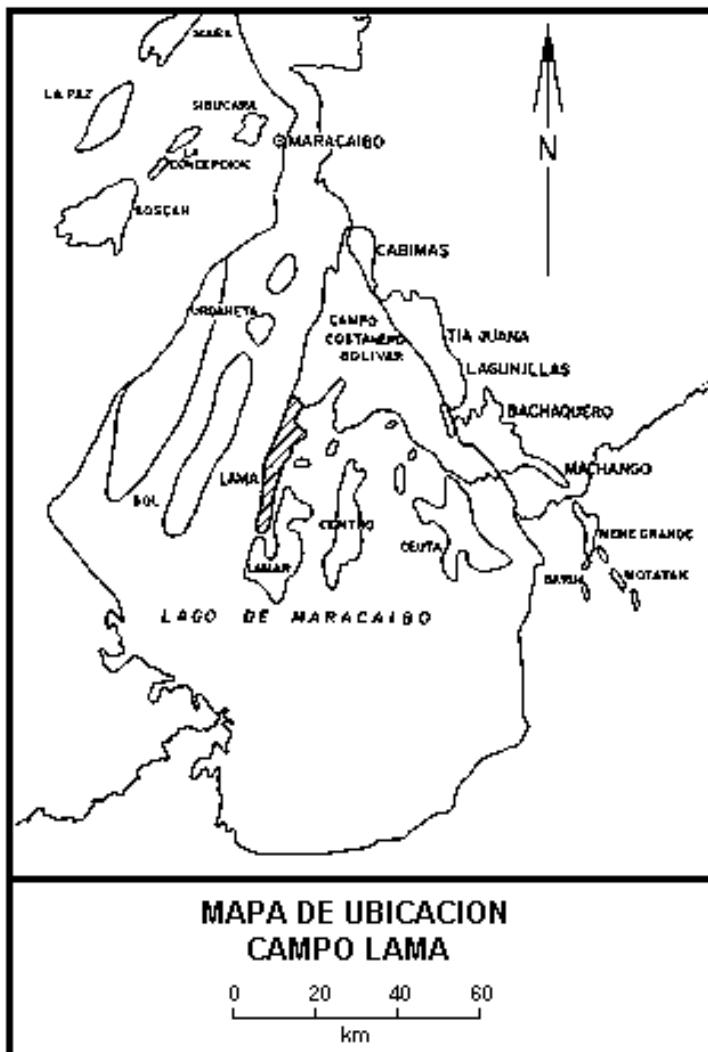
El petróleo mioceno del área oriental varía entre 10.5 y 17° API. El de las arenas de Icotea es de 20° API. El crudo del Eoceno entre 20 y 35° API. El Cretáceo, de 35-40° API. En Octubre de 1992 Lagoven descubrió en el área de Bachaquero Suroeste un nuevo yacimiento cretácico de crudo volátil (el pozo BA2015 de 14.000 de profundidad produjo 1.700 b/d de 43.5° API).

El principal mecanismo productor es el gas disuelto. Otros mecanismos presentes incluyen segregación gravitacional, impulso de agua, empuje de gas libre y, posiblemente, la consolidación actual de las arenas.



Campo Lama

El campo Lama se encuentra en el centro del Lago de Maracaibo. Comprende los pozos VLA al suroeste del Bloque 1 de Maraven en el sector Lama Norte y los pozos perforados por la Superior Oil Company y la Venezuela Sun Oil Company en el area Central y Sur. El sector al oeste del Bloque 1 ha sido llamado "Urdaneta Este" y "Urdaneta Lama" por Lagoven



El pozo Lama-1 (8.352') perforado en 1957 por la Superior Oil Company, en base a interpretación sísmica y geología del subsuelo, descubrió el campo de acumulación de crudo en el Eoceno y el Mioceno (2.998 b/d). En 1954 el pozo VLA-14 (Shell) había sido completado en el Guasare, pero sin sostener producción continua. En 1957 la Sun logró producción cretácica en el pozo SVS-X-1. En 1965 se inició la producción económica del Cretáceo en el flanco oeste del Bloque 1. En 1981, el pozo UDL- 154 (Lagoven) encontró un nuevo yacimiento cretácico al norte, cerca del área de Tía Juana, extendiendo buzamiento abajo la producción en el flanco oeste del alto de Icotea; produjo de la Formación Apón (15.933'-16.368') 800 b/d, 32° API.

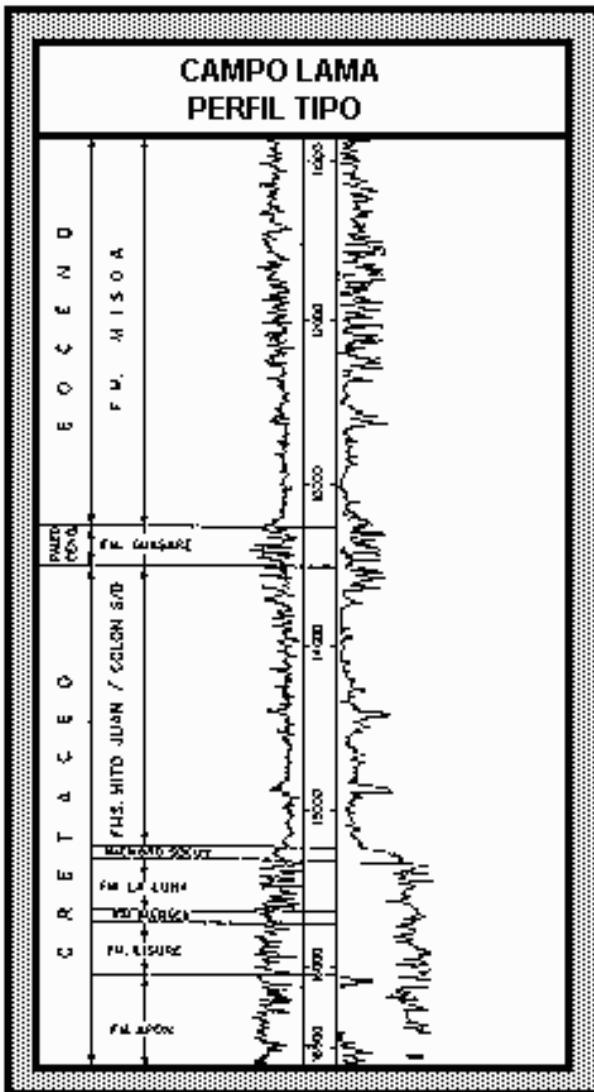
Estratigrafía: Sobre el basamento igneometamórfico se sedimentó la Formación La Quinta (Jurásico) de limolitas, areniscas arcillosas y lutitas.

Sigue, discordante, el Cretáceo, con la formación continental de origen fluvial Río Negro de areniscas arcósicas y conglomerados. Concordantemente continúa las calizas cretácicas: Grupo Cogollo, Formación La Luna y Miembro Socuy de la Formación Colón.

El Cretáceo se sedimentó en la Cuenca de Maracaibo sobre una amplia zona estable denominada Plataforma de Maracaibo, rodeada por áreas de activa subsidencia: el Surco de la Goajira al norte, el Surco de Uribante al sur, el Surco de Machiques al oeste, y el Surco de Barquisimeto al este.

El Grupo Cogollo, originado en aguas someras agitadas, comprende calizas bioclásticas duras y densas con intervalos menores de lutita calcárea o arenosa de la Formación Apón y, suprayacentes, las calizas y areniscas de la Formación Lisure y las calizas bioclásticas arenosas de ambiente nerítico cercano a la costa de la Formación Maraca.

CAMPO LAMA COLUMNAS ESTRATIGRÁFICA				
EDAD	ESTRATIGRAFIA		LITOLOGÍA	ESPESOR
	IGR	FM		
PACISTOLICO / PLIOCENO		ONIA		
		LA PUERTA		
PLIOCENO				
MIOCENO		LAGUILLAS		
		LA ROSA SI-BARRA		347'
				25'
		PAINI		
EOCENO		ARENAS "B"	EROSIONADO	
		ARENAS "C"		264'
PALEOGENO		GURJARE		265'
CRÉTACEO		WATO JUAN		1245'
		COLÓN		
		SOCIOS		45'
		LA LUNA		204'
		MARACA		44'
		LISURE		398'
		APÓN		
		RÍO NEGRO		
JURASICO		LA BUIARTA		



Al avanzar los mares se sedimentó, sobre el Grupo Cogollo, la Formación La Luna, con calizas negras, masivas, fétidas, laminadas y lutitas calcáreas, masivas, de ambiente anóxico con alto contenido de materia orgánica.

Continúa el Cretáceo con las calizas gris oscuro alternadas con lutitas y lentes arenosos del Miembro Socuy de la Formación Colón. Siguen las lutitas margosas de Colón. Y, finalmente, las lutitas oscuras, arenosas en la base y en el tope, del Miembro Mito Juan de la misma formación, en el comienzo del período regresivo.

Encima, calizas, areniscas y lignitos paleocenos de la Formación Guasare, que se adelgaza indicando estructuras de crecimiento.

Discordantemente con el Paleoceno se hallan las lutitas y areniscas eocenas de la Formación Misoa. Las arenas más bajas (C-7 y C-6 inf., del Eoceno inferior) representan

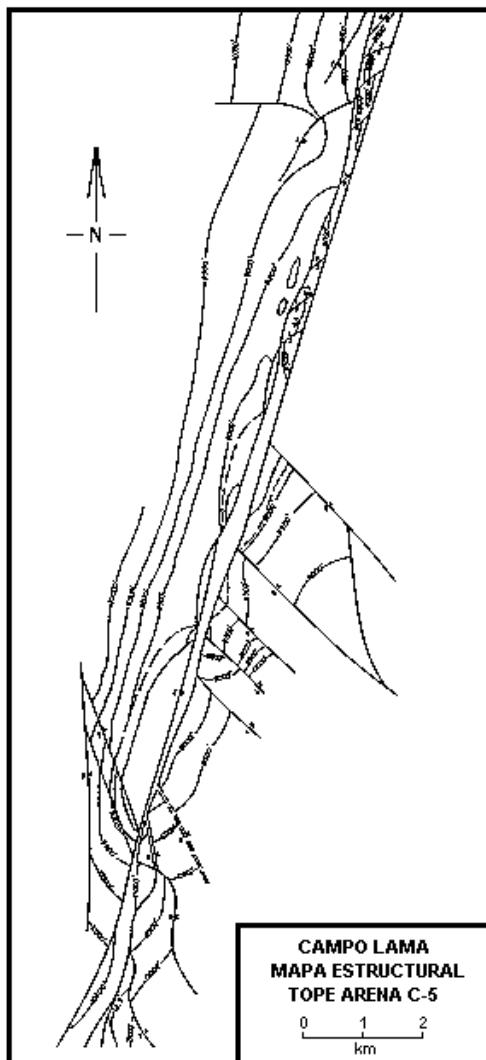
islas de barrera alargadas en dirección NE-SO con depósitos lagunares asociados. La sección más alta de las arenas B no se encuentra en la cima de la estructura.

La elevación rápida del nivel del mar a inicios del Oligoceno permitió que las olas redistribuyeran las arenas de canales distributarios antiguos y la formación de arenas de playa transgresiva de poca extensión, con estratos delgados de lutita y lignito.

Primero se depositó sobre el Eoceno erosionado un intervalo arenoso con láminas lutíticas del Miembro Santa Bárbara de la Formación La Rosa que representa la primera invasión marina miocena de aguas poco profundas. A continuación la Formación La Rosa presenta un intervalo de lutitas arcillosas con escasas areniscas delgadas.

Continua el Mioceno, con arcillas y arenas de las formaciones Lagunillas y La Puerta.

Estructura: En los alineamientos fallados del centro del Lago desempeñan un papel importante los levantamientos anticlinales y grandes fallas longitudinales.

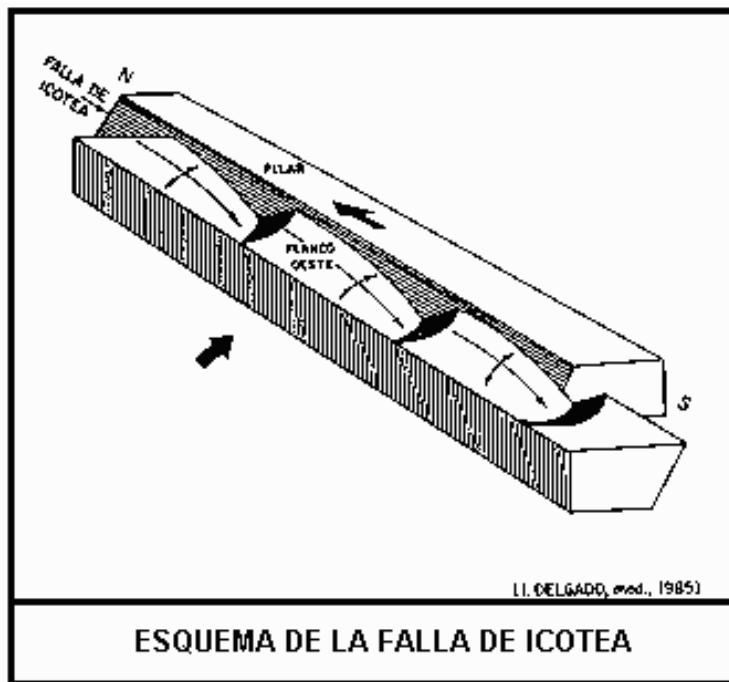


El Alto de Icotea está definido como un levantamiento de rumbo noreste-suroeste con declive doble al norte y al sur, cortado en su cima por la Falla de Icotea.

Los esfuerzos tensionales que se presentaron en los bordes de las placas tectónicas desde el Jurásico hasta el Paleoceno y Eoceno dieron lugar en la región del Lago de Maracaibo a una serie de fallas normales, generalmente de rumbo NE-SO. Posteriores esfuerzos compresionales ocasionaron una inversión estructural, transcurriendo y efectos rotacionales, como es el caso de la Falla de Icotea.

La Falla de Icotea es realmente un sistema complejo de fallamiento transcurrente sinestral que atraviesa el Lago de Maracaibo en dirección noreste-suroeste con una longitud de más de 150 kilómetros y un desplazamiento horizontal de 16 kilómetros, desde Punta Icotea (Cabimas) hasta las bocas del Río Catatumbo, donde se ramifica y pierde sus características. Frecuentemente da lugar, por trituración, a una cuña hundida. El plano de falla es muy inclinado con desplazamiento rotacional, de 1.000 ó 1.500' al oeste en la dirección norte y de 1.600' hacia el este en el sector sur.

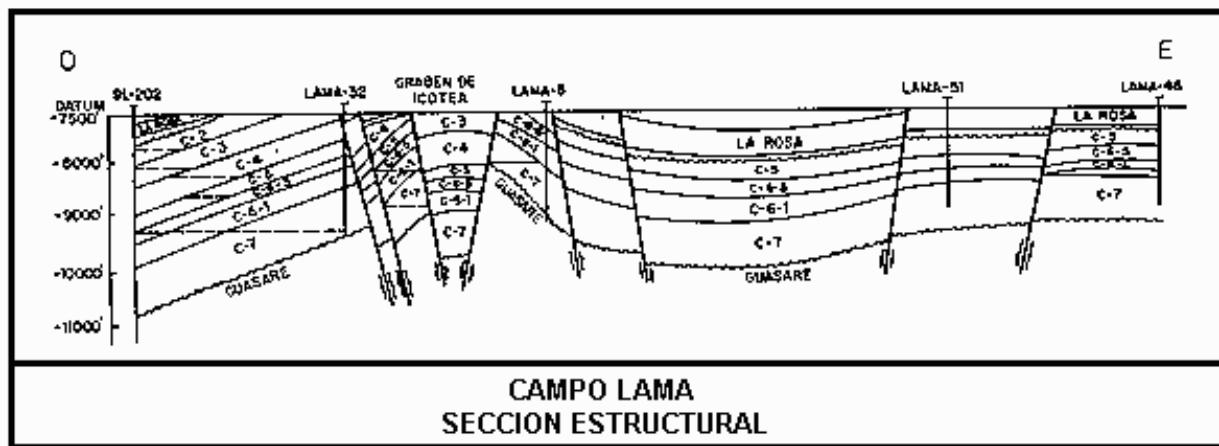
El sistema de Icotea se combina con otras fracturas longitudinales subparalelas, y se encuentra afectado por el sistema de fallas transversales característico de toda el área central del Lago.



En el Campo Lama la Falla de Icotea, asociada con otra falla noreste situada cinco kilómetros al este y denominada Falla Límite Oriental, origina un pilar tectónico que divide el campo en tres segmentos. En el Bloque Este las capas buzan en alto ángulo hacia el este; en los otros dos bloques el buzamiento es al oeste, pronunciado en el Bloque Central y suave en el Bloque Oeste.

En la zona norte-central del campo se reconocen en el flanco oeste varias estructuras hemidómicas contra la Falla de Icotea, desarrolladas con mayor frecuencia entre fallas transversales. En el suroeste del mismo flanco se encuentra una elevación anticlinal contra la falla, con longitud de unos 13 kilómetros y un cierre estructural de 1.000 pies hasta el contacto agua-petróleo. Las calizas cretácicas presentan igualmente dos culminaciones principales, una en el sector noreste y otro en el área suroeste.

Las formaciones miocenas, sobre la discordancia del Eoceno, muestran plegamiento suave, una nariz estructural con declive sur que buza 2-3° y parece ser continuación de la estructura Cabimas-Lagunillas.



Producción: La Falla de Icotea origina diferentes tipos de entrampamiento. Al sur (SVS) uno, decididamente estructural, contra la falla que actúa como barrera; y otro, donde la trampa se complementa con truncamiento y sello en la discordancia, en aquellos lugares donde la sedimentación post-eocena comienza con lutitas impermeables.

En el sector norte (VLA) y en posición estructural distinta, se aprecia que el cierre de las trampas se presenta preferentemente contra las fallas.

El entrampamiento cretácico está alineado principalmente en el Alto de Icotea combinado con fallas longitudinales que limitan su extensión. La acumulación depende principalmente de la fracturación de las calizas ocasionada por el fallamiento.

La mayor parte del crudo eoceno se obtiene de las unidades "C-6" y "C-7" de la sección basal de areniscas masivas de la Formación Misoa. Reservas importantes de las arenas B fueron encontradas en un bloque deprimido por fallas en la parte sur del campo.

La Formación Guasare (Paleoceno) y el Miembro Santa Bárbara de la Formación La Rosa (Mioceno) también contienen yacimientos productores. La arena Santa Bárbara alcanza 80-90' de arena neta petrolífera.

La producción del Cretáceo proviene principalmente de la Formación La Luna y del Grupo Cogollo.

El principal mecanismo productor es el gas disuelto y un empuje de agua limitado. Se utiliza el levantamiento artificial por gas en las arenas C, debido a la declinación de la presión y una mayor incursión de agua. El Cretáceo produce en flujo natural.

La gravedad del crudo del Eoceno es de 32° API y la del Cretáceo es de 30-35° API.

Campo Lamar

El Campo Lamar está situado en la región surcentral del Lago de Maracaibo, al este de la falla Lama-Icotea. Cubre el área oeste del Bloque V, integrada al lote 17, y la parte occidental del Bloque VI. El pozo descubridor, LPG-14-3 (13.003') fue perforado por la Phillips Petroleum Company en 1958, en base a interpretación sísmica y geología del subsuelo, con producción inicial de 6.600 b/d.



Estratigrafía: Comienza la secuencia sedimentaria, sobre el Basamento, a los 17.000', con areniscas y conglomerados cretácicos de la Formación Río Negro. Continua con la sección de las calizas que incluye el Grupo Cogollo, la Formación La Luna y el Miembro Socuy de la Formación Colón. El ciclo del Cretáceo se cierra con espesos estratos predominantemente lutíticos de la Formación Colón.

Los sedimentos del Paleoceno, Formación Guasare, lutitas, areniscas y calizas de ambiente marino somero en el campo Lamar, terminan con levantamiento del área y erosión.

Discordante, se inicia el ciclo del Eoceno, en un gran sistema deltáico, con vértice al suroeste que se abría hacia el noreste de la Cuenca. Sus clásticos, arenas y lutitas, quedan encerrados entre dos discordancias a la base y al final, con espesores que varían en el campo Lamar desde 1.500' al sur hasta 3.000' hacia el noreste. Está representado por dos Miembros informales de la Formación Misoa: las arenas "C" en la sección inferior y las arenas "B" en la superior.

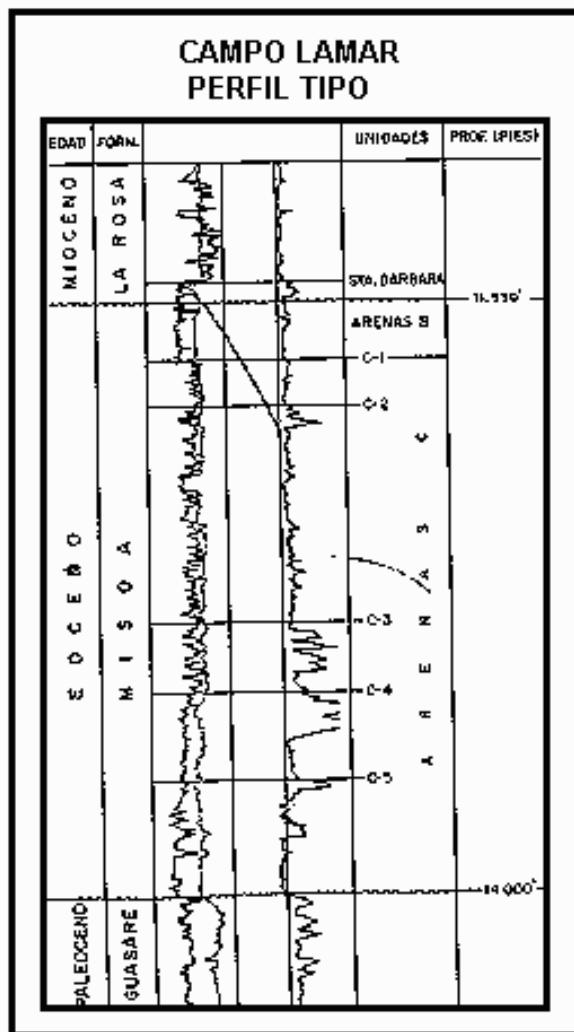
CAMPO LAMAR COLUMNAS ESTRATIGRAFICAS

EDAD	FORMACION	MIEMBRO	UNIDADES	PROF. (PIES)
O N E O O	LAGUNILLAS	BAJACHAQUERO		
		LAGUNA		
		OJEDA		
		LAGUNILLAS INFERIOR		11.200'
M	LA ROSA	LUTITA LA ROSA		
		STA. BARBARA	ARENA BASAL	11.500'
				11.550'
O N E C O U	A B C	SUP.	ARENAS B-1/3	
		INF.	ARENAS B-6/9	
		SUP.	ARENAS C-1	12.000'
			ARENAS C-2	
			ARENAS C-3	
		INF.	ARENAS C-4	
			ARENAS C-5	
PALEO- CENE	GUASARE		ARENAS C-6/7	14.000'

Las arenas "C" contienen los yacimientos más importantes del campo Lamar, donde se distinguen cinco unidades. La unidad C-1, que las separa de las arenas "B", constituye un intervalo arcilloso, bien desarrollado y extenso, de ambiente nerítico a marino somero. Las arenas C-2 al C-5, depositadas en un ambiente de llanura deltática baja de dominio fluvial con aporte desde el sur, demuestran una influencia marina mayor hacia el tope.

Las arenas "B" del área, en discordancia local, fueron depositadas en ambiente fluvio-deltaico y de llanura costera con aporte desde el noroeste; se correlacionan con el intervalo B-6 al B-9 de las áreas cercanas.

Durante el Eoceno superior se produce la inversión de la Cuenca de Maracaibo causando su inclinación hacia el sureste, y los sedimentos quedan expuestos a una erosión tan activa que hizo desaparecer las arenas "B" en gran parte del campo Lamar, excepto en una depresión situada al extremo noreste y en otra depresión presente al SO del Bloque V. En el noreste la erosión cortó hasta el tope de la unidad C-2.



En el Oligoceno y el Mioceno inferior continuan los procesos erosivos hacia el noroeste y aparecen sedimentos no marinos al suroeste de la Cuenca de Maracaibo.

Despues de la erosión se depositan sobre la discordancia la arena basal transgresiva del Miembro Santa Bárbara y la sección arcillosa de la Formación La Rosa.

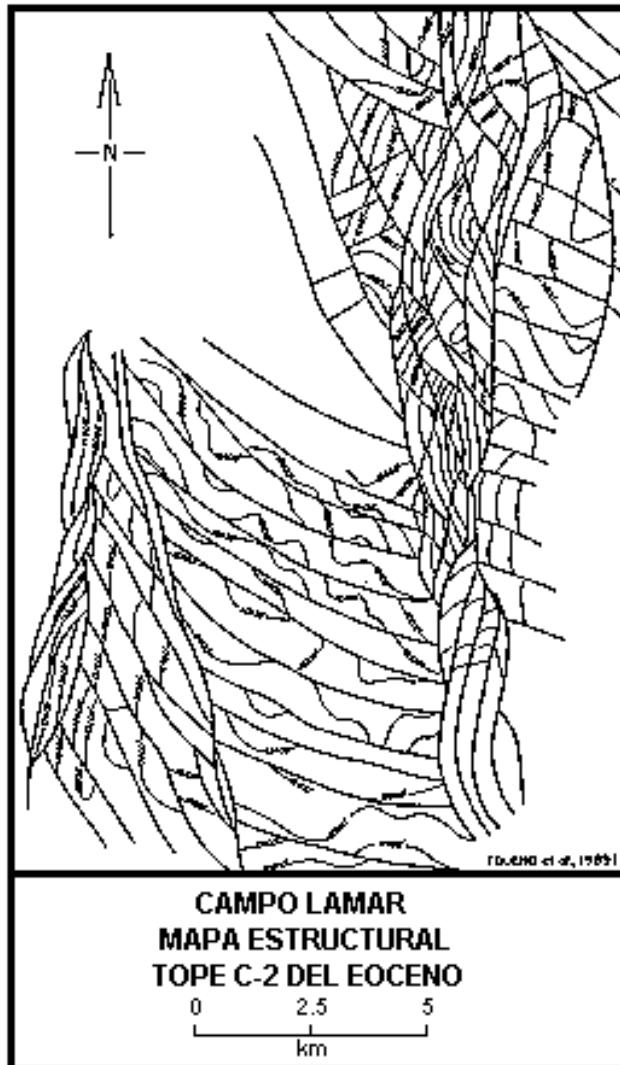
Continua el Mioceno en forma transicional con lutitas, arcillas y arenas de la Formación Lagunillas (Miembros Lagunillas inferior, Ojeda, Laguna y Bachaquero) y arcillas, arenas y conglomerados continentales de la Formación Isnótopa.

A finales del Mioceno se produce el levantamiento definitivo de Los Andes y Perijá, delimitando la actual Cuenca de Maracaibo. En el Plioceno y Pleistoceno la sedimentación es de relleno de cobertura.

Estructura: En el campo Lamar la estructura a nivel del Cretáceo, Paleoceno y Eoceno, está asociada a fallas longitudinales del sistema noreste y a numerosas fallas transversales noroeste-sureste que conforman un enrejado apretado dando lugar a una segmentación en bloques fallados.

Para el Triásico-Jurásico ocurre en la Cuenca de Maracaibo una fase distensiva, y a finales del Cretáceo la cuenca es afectada por una orogénesis importante, con levantamiento generalizado, que termina en el Paleoceno.

Un fallamiento sin sedimentario se presenta durante la sedimentación del Eoceno en el área del campo Lamar: primero, con dirección noroeste y buzamiento norte con salto de gran magnitud en las arenas "C"; y, posteriormente, durante el depósito de las arenas "B", en rumbo e inclinación opuestos, que desplaza las fallas anteriores 100 a 150 metros, para un fallamiento conjugado.



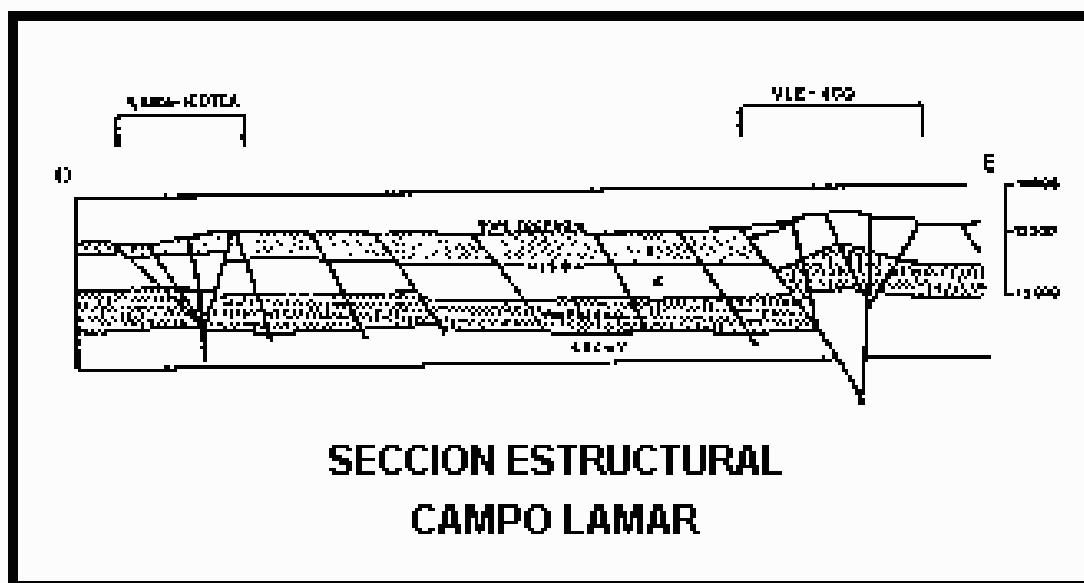
La intensa actividad tectónica de finales del Eoceno, posiblemente originada por la colisión de la Placa de Suramérica con la Placa del Caribe, afecta la Cuenca de Maracaibo en una orogénesis de la mayor importancia, con esfuerzos compresivos provenientes del noroeste, que activan en el campo Lamar fallamientos anteriores y resultan en fallas transcurrentes sinestrales noreste-suroeste (falla Lama-Icotea al límite oeste y falla VLE-400 en su parte central) que se abren en los sedimentos como fracturas oblicuas dando lugar, al nivel del Eoceno, a zonas de falla entrelazadas que encierran bloques almendrados elevados o anticlinales angostos en el flanco oeste de las fallas principales.

Las fallas del sistema transversal noroeste-sureste se consideran normales, no transcurrentes, ocasionadas por la subsidencia del Eoceno hacia el noreste; cortan las fallas longitudinales y, como tendencia general, demuestran desplazamiento hacia el norte.

A fines del Mioceno tuvo lugar otra fase de deformación tectónica compresiva con eje principal noroeste.

La estructura generalizada del Post-Eoceno es un suave homoclinal de buzamiento sur.

El campo Lamar comprende cuatro áreas mayores que se identifican con el nombre de su primer pozo productor.



El área *VLE-196*, al noreste, es el flanco este de un anticlinal noreste-sureste. Está separada del área *VLE-460* por la falla *VLE-400*, de rumbo norte-sur, buzamiento alto y salto al oeste de 1.300-2000'; al norte, este y sur el área esta limitada por fallas normales.

El área *VLE-460*, al norte, es homoclinal, de rumbo norte-sur y buzamiento de 15° al oeste, separada del área *VLE-196* por la falla *VLE-400* y del área *VLE-326* por una falla este-oeste con desplazamiento de 150-300'.

El área *VLE-326*, en el centro del campo, es el flanco oeste de un amplio anticlinal cortado longitudinalmente por la falla *VLE-400* que desplaza el eje 2 km horizontalmente. Está limitada por todos lados en fallas normales con desplazamiento vertical de 300-500 pies.

El área *VLE-305*, al sur, cerrada al oeste por la zona de fallas Lama-Icotea, en rumbo norte-sur, buzamiento de 70° y salto máximo de 1.500'. Hacia el este, la falla *VLE-400*; y, entre estas dos fallas longitudinales, el sistema de fallas normales transversales noroeste-sureste, de inclinación 60-70° al norte y salto vertical de 100-400'.

Producción: El pozo descubridor fue completado en el Eoceno, con rendimiento inicial de 6.600 barriles diarios de crudo.

Los principales horizontes productores son las arenas "C" de la Formación Misoa del Eoceno.

Algunas áreas bajas muestran buena acumulación de petróleo en arenas, como B-6/9 (33° API) que en las altas fueron erosionadas y desaparecieron.

Producción menor se obtiene de la arena Santa Barbara de la Formación La Rosa, Mioceno medio (32-36° API). Se ha logrado buen rendimiento en las calizas cretácicas fracturadas (36,5° API).

Los yacimientos principales del área *VLE-196* corresponden al Eoceno, Arenas C-2/3 y C-4/5, paquetes de areniscas con grandes variaciones de permeabilidad. C-2/3 promedia una gravedad de 27.5° API; C4/5; 30.6° API.

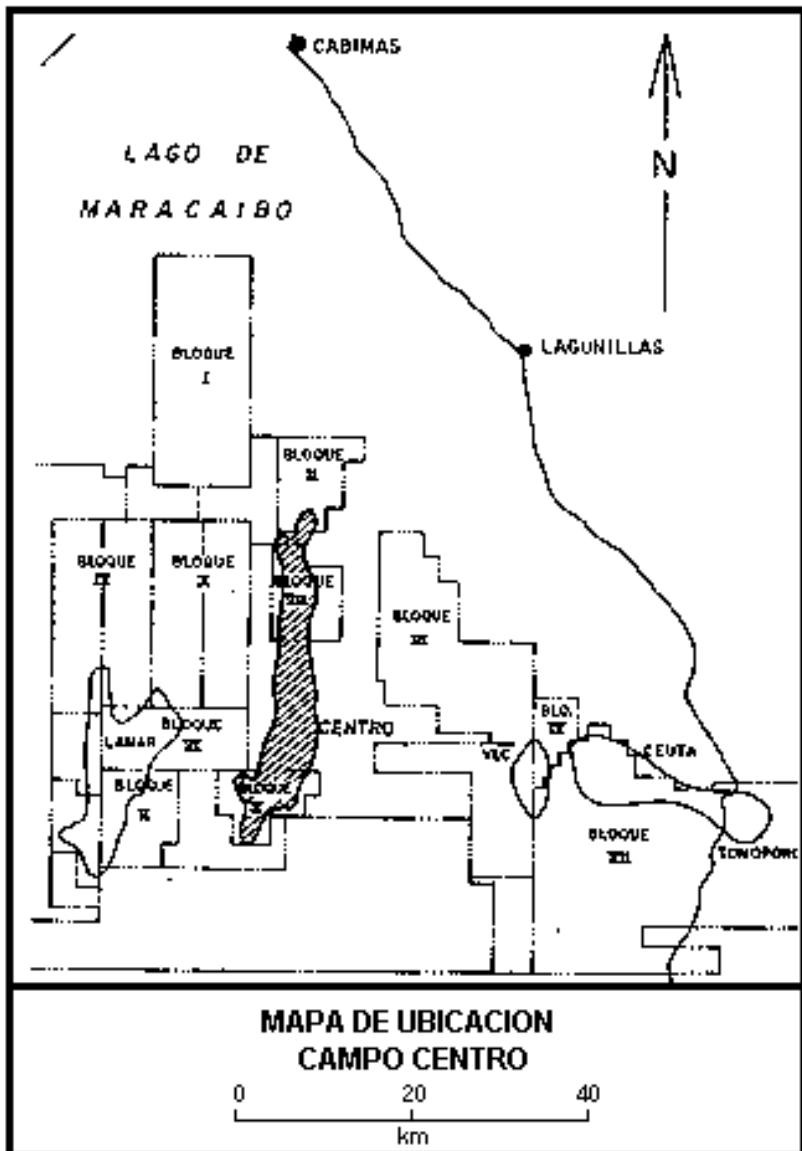
El área *VLE-460* obtiene su producción de las arenas C-3/4/5, con gravedad de 37° API.

En el área *VLE-326* los yacimientos petrolíferos se encuentran en las Arenas C-2 (36.1° API) y C-3/4/5 (38.6° API), limitadas por la discordancia del Eoceno.

El área *VLE-305* produce de las arenas C-2 (36° API).

Campo Centro

El Campo Centro se encuentra en el área central del Lago de Maracaibo, formando un alto estructural entre las alineaciones Lama-Lamar y Pueblo Viejo-Ceuta. Fue ubicado mediante interpretación sísmica y geología del subsuelo. El pozo descubridor, Centro-2X (12.779'), terminado en Noviembre de 1957, resultó productor de las arenas "C" de la Formación Misoa del Eoceno. En 1964 se encontraron los yacimientos del Cretáceo con el pozo CL20, Creole.

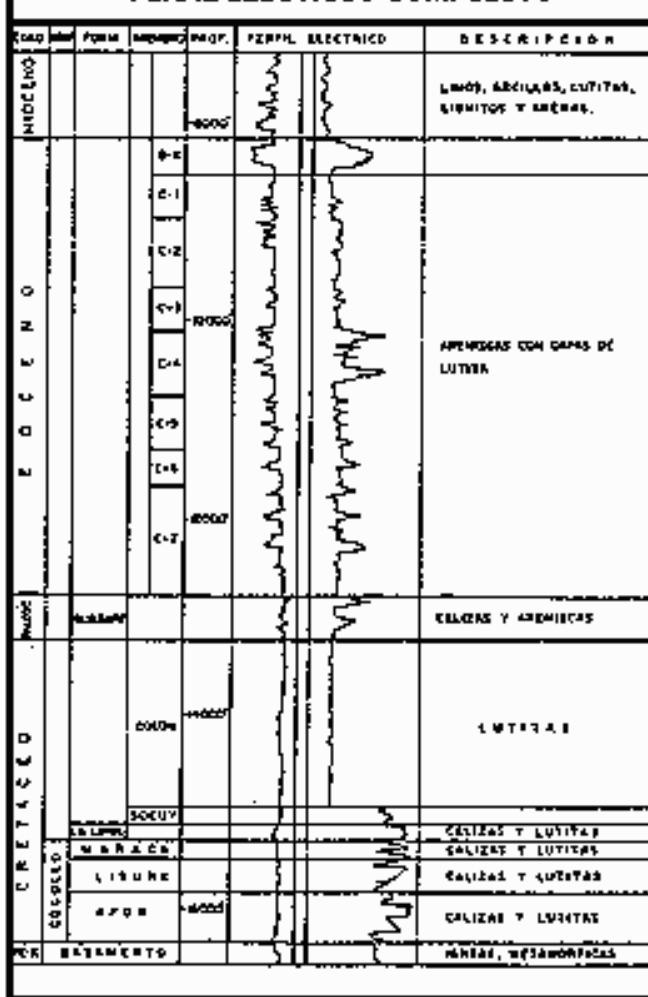


Estratigrafía: Sobre el Basamento ígneo-metamórfico, a los 17.000 pies, comienza la secuencia sedimentaria con el conglomerado de la Formación Río Negro. Siguen las calizas cretácicas, Grupo Cogollo Formación La Luna, y calizas Socuy de la Formación Colón. Termina el Cretáceo con las lutitas Colón y el Miembro Mito Juan.

Continúan, concordantes, calizas y areniscas interestratificadas de la Formación Guasare (Paleoceno) separadas por discordancia de la Formación Misoa (Eoceno inferior/medio) suprayacente, de lutitas y areniscas alternadas.

La sección inferior de Misoa se divide en las unidades C-1 al C-7 del Miembro "C". Las arenas C-2 al C-6, petrolíferas, son típicamente lenticulares.

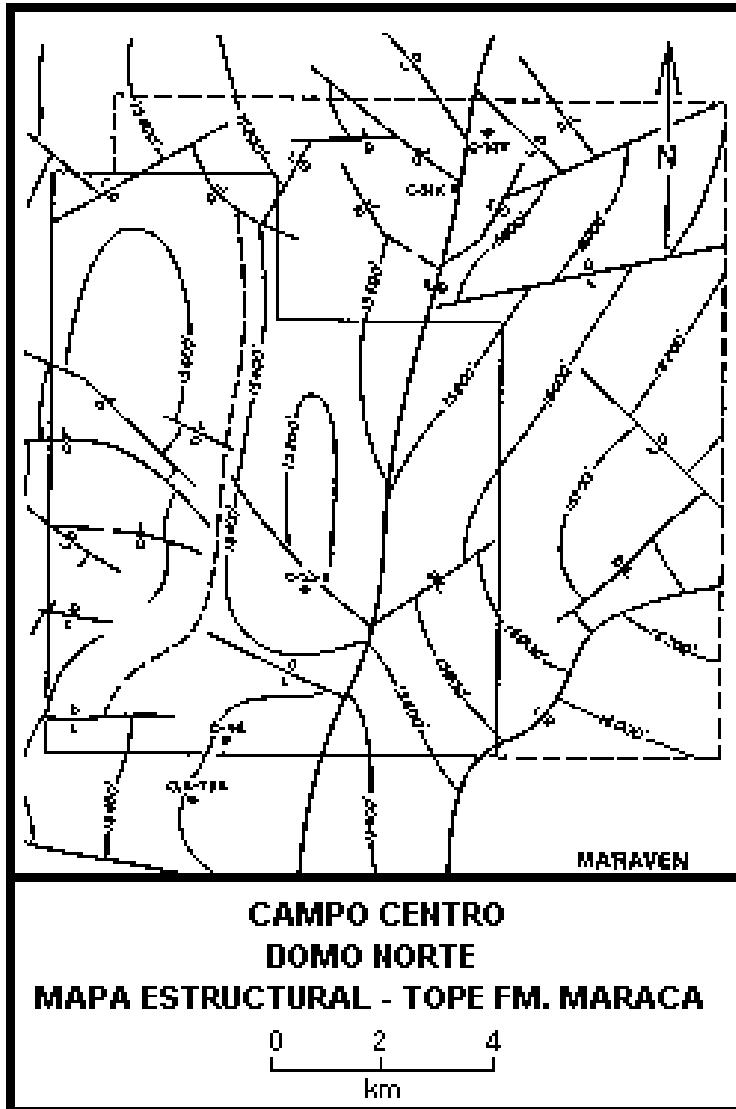
CAMPO CENTRO
PERFIL ELECTRICO COMPLETO



La parte superior de Misoa se encuentra separada de las arenas "C" por una discordancia local. Forma el Miembro "B" que se adelgaza en el margen del alto estructural de la zona central. En el área sur estos sedimentos están completamente truncados.

Los sedimentos eocenos del Campo Centro fueron depositados en un ambiente fluviodeltáico, una extensa bahía que tenía comunicación ocasional con el mar. La mayoría de los cuerpos arenosos responde a relleno de canales distributarios frecuentemente asociados a barras de desembocadura.

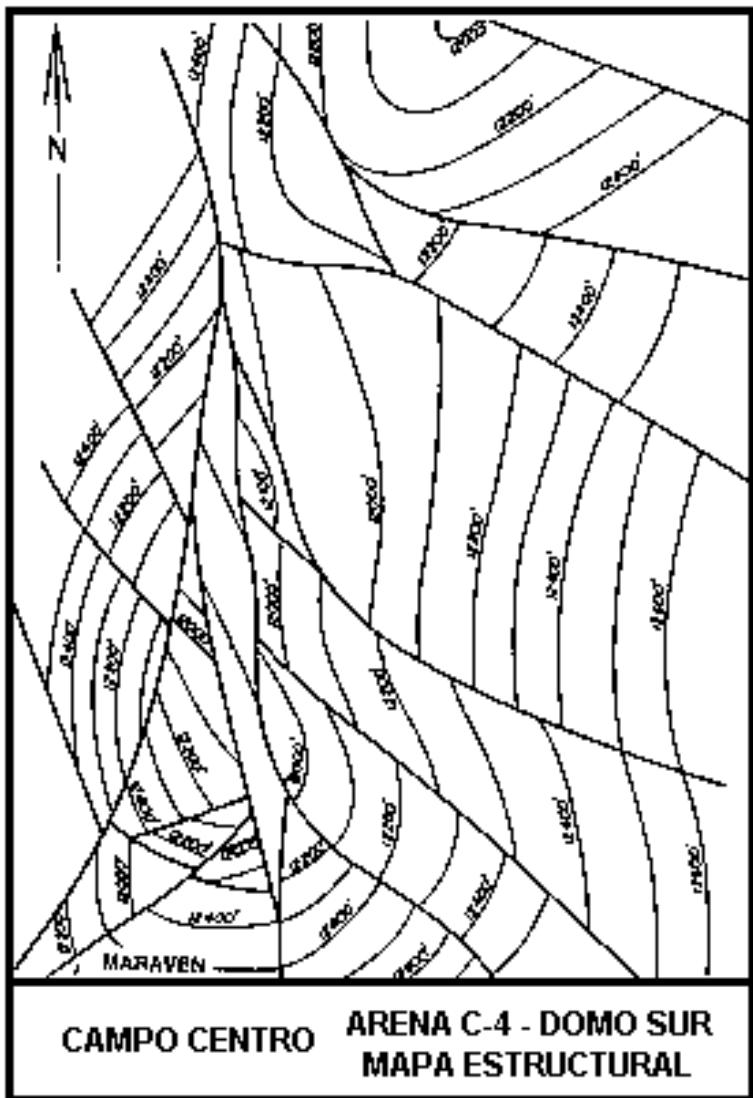
El área sufrió un levantamiento durante el Eocene medio-superior, y un severo proceso erosivo que removió un espesor considerable (4.000 a 5.000 pies) de la Formación Misoa, alcanzando el nivel de la arena C-2. Sobre la discordancia se sedimentó arena transgresiva miocena, el Miembro Santa Bárbara de la Formación La Rosa.



Continúa el Mioceno con las lutitas de la Formación La Rosa, cubiertas por arenas y arcillas de las formaciones Lagunillas y La Puerta que se agrupan bajo el nombre genérico de Post-Eoceno.

Estructura: El Campo Centro comprende una serie, alineada nortesur, de domos suaves o anticlinales escalonados, con orientación semejante a los alineamientos Lama-Lamar y Pueblo Viejo-Ceuta. La culminación meridional, productora, tiene una longitud de 22 km hasta una zona baja fallada, que continua con otro levantamiento de 15 km de largo.

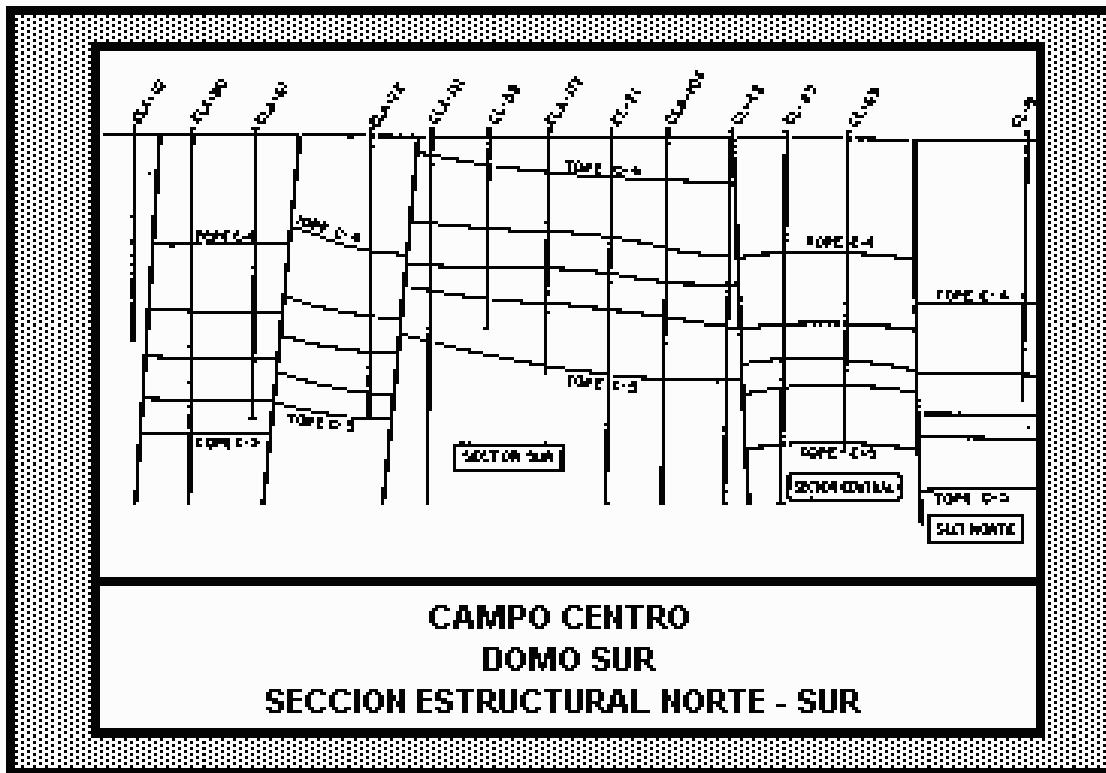
Se supone que ya existía una elevación durante la sedimentación de los clásticos basales de la Formación Río Negro. Al tope de las calizas cretácicas, el alineamiento de Centro muestra dos fallas longitudinales principales norte-sur, que se escalonan hacia la culminación de los estratos entre las dos fallas.



La interpretación sísmica señala estas dos grandes fallas, una falla inversa (Falla Principal) con buzamiento 70-80°, desplazamiento de 800' y movimiento transcurrente sinistral; esta falla no ha sido penetrada por los pozos y se considera como el límite occidental en los yacimientos del Cretáceo y del Eoceno. La segunda falla es normal, de inclinación al oeste, y divide el área en dos sectores, desapareciendo hacia el norte.

Un sistema secundario de fallas normales escalonadas, transcurrentes, con rumbo noroeste-sureste y buzamiento norte casi vertical, corta transversalmente el campo segmentando el área en distintos bloques elongados.

La zona crestal queda así conformada por los domos alineados paralelamente a las dos fallas longitudinales y separados por fallas transversales. Existen estructuras similares entre ambas fallas y aún hacia el oeste contra la falla occidental. El movimiento transcurrente en las fallas parece indicar componentes verticales que formarían los domos menores dentro del enrejado formado por fallas de los dos sistemas.



Producción: La Formación Misoa, del Eoceno, que se perfora a los 11.000', contiene los más importantes yacimientos 32° API en las arenas "C" (C-2 a C-6 en el área central y C-2 a C-S en el norte; la arena basal C-7 no suele contener petróleo). Al extremo noreste (pozos VLB) produce la parte inferior de la unidad B-S en una estructura homoclinal del bloque levantado de las fallas del sistema noroeste.

La distribución de los fluidos en el área es irregular debido a cambios litológicos laterales de las arenas individuales y al complejo sistema de fallamiento que subdivide el campo en bloques estructurales que generalmente se comportan como yacimientos separados.

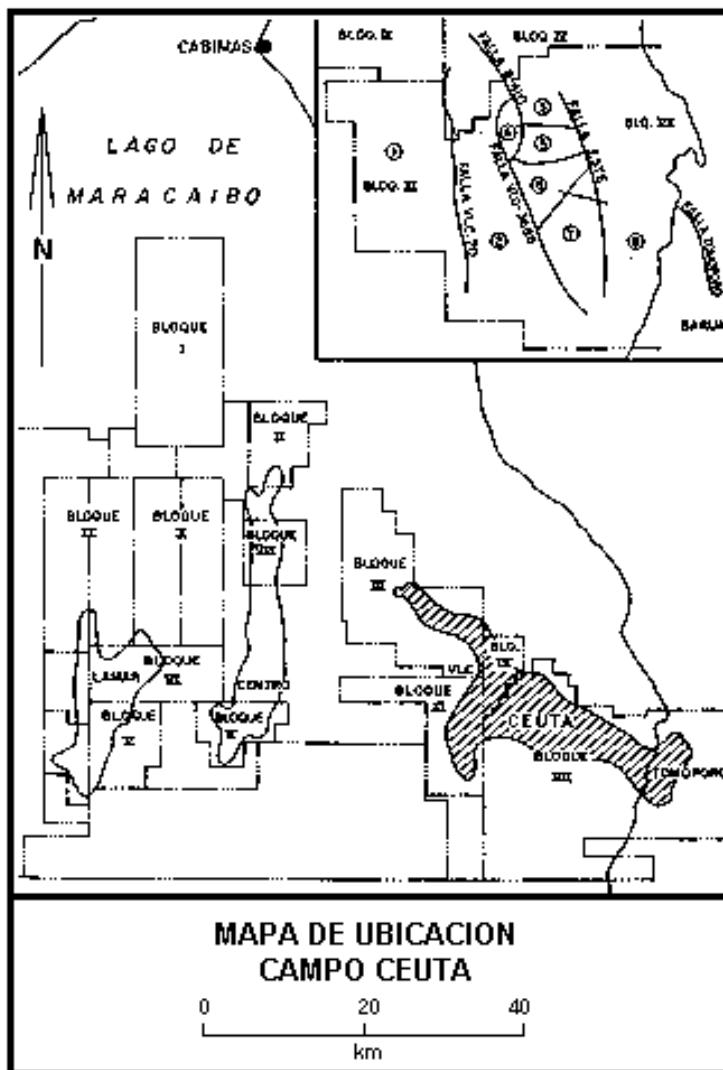
Algunos pozos han logrado buen rendimiento del Mioceno, en la arena Santa Bárbara (Formación La Rosa). CL-170 produjo en flujo natural (Mayo, 1985) 1.050 B/D, 25.9°API.

Las calizas cretácicas son excelentes productoras de crudo de alta calidad (3946°API) con bajo contenido de azufre. La presión inicial (12.400 lpc) y temperatura (340°F) se consideran las más altas encontradas en el Lago de Maracaibo.

Los pozos cretácicos producen en flujo natural. Los pozos eocenos se encuentran bajo levantamiento artificial por gas; el yacimiento C-4X, 44 recibe inyección de agua.

Campo Ceuta

El Campo Ceuta se encuentra en la región Centro-Oriental del Lago de Maracaibo, al sureste de Maracaibo y a 40 km al sur de Lagunillas. El campo fue descubierto por la Mene Grande Oil Company (Abril de 1956) con el pozo 75-Z-1 o Ceuta-1 (hoy VLG-3501) en base sísmica y de geología del subsuelo. Después de 1957 tres empresas más perforaban en el área y el campo creció rápidamente hacia el norte hasta unirse con el Campo Bachaquero. Veinte años más tarde Ceuta se extendía al este hasta Tomoporo en tierra.



Estratigrafía: La columna sedimentaria del campo está conformada por rocas desde el Cretáceo hasta el Reciente.

La sección cretácica comienza con areniscas de Río Negro seguidas, concordantemente, por las calizas (Grupo Cogollo, Formación La Luna y caliza Socuy) y las lutitas del Cretáceo (Formación Colón).

La Formación Guasare (Paleoceno) suprayacente y transicional con respecto a la Formación Colón, es relativamente delgada. Consiste en calizas arrecifales, areniscas y lutitas.

Las capas eocenas de la Formación Misoa, productora principal de Ceuta, reposan sobre Guasare, separadas por una discordancia, y consisten en una serie alternante de arenas y lutitas, que representan ciclos transgresivos: en el primer ciclo, la unidad C-inferior (arenas C-4 al C-7, Eoceno inferior) de un ambiente fluvial-deltáico pasa a un ambiente marino litoral, (unidad C-superior, arenas C-1 al C-3); en el segundo ciclo transgresivo, la unidad B-inferior (arenas B6 al B-9, Eoceno medio) pasa de un ambiente deltáico con influencia continental por ambientes de planicie deltática baja próxima costera en creciente influencia marina, hasta sedimentos litorales restringidos, (unidad B-superior, arenas B-1 a B-5).

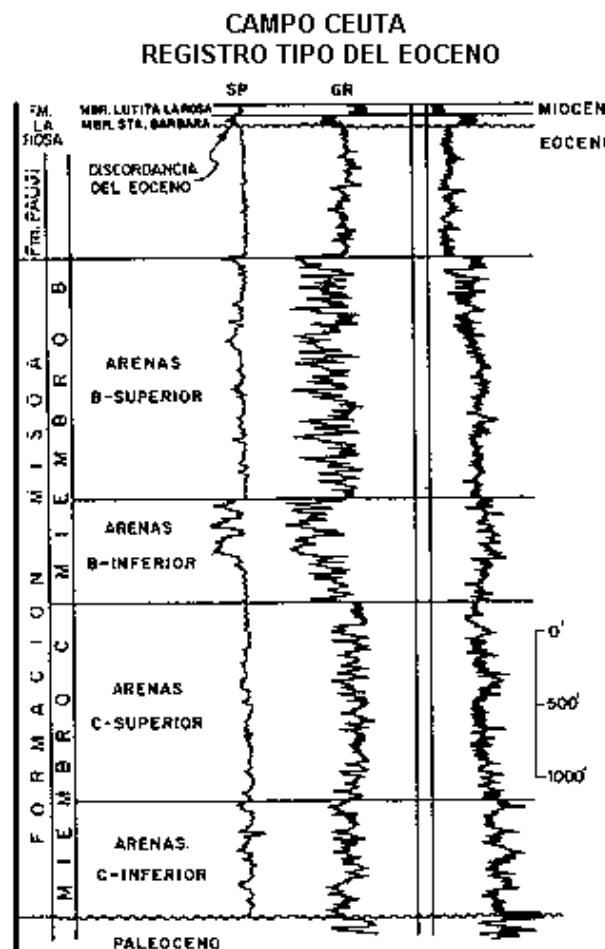
CAMPO CEUTA COLUMNNA ESTRATIGRAFICA

EDAD	GRUPO	FORMACION	MIEMBRO	UNIDADES	PROF. PROMEDIO (PIES)	°API
MIOCENO		BETJOQUE				
		ISHOTU				
		LAGUNILLAS	BACHAMUERO	Bd. 1 Bd. 2 Bd. 3	10600	
		LAGUNILLAS	LAGUNA / LAGUNILLAS INFERIOR	Ld. 1 Ld. 2 Ld. 3	11450	
		LA ROSA	LUTITA DE LA ROSA	LUTITA DE LA ROSA	11800	
		PAUJI			11900	
		MISOA	B	SUPERIOR B-1/5 INFERIOR B-6/9	13000 15000	27 30-32
			C	SUPERIOR C-1/3 INFERIOR C-4/7	15900 16850	30-35 37-40
		GUASARE			17850	
		COLON				
CRETACEO	COGOLLO	LA LUNA				
		MARACA				
		LISURE				
		APON				
		RIO NEGRO				
					20500	

El contacto superior de esta sección de arenas es concordante y transicional con niveles arenosos en la base de las lutitas de la Formación Paují en la zona oriental (áreas 7 y 8), y discordante con arenas basales de la Formación La Rosa (arena Santa Bárbara) en el área occidental del campo. El espesor de Misoa disminuye por truncamiento en dirección suroeste desde 1.700' hasta cero. La Formación Paují (Eoceno superior) suprayacente, consiste en lutitas con abundantes fósiles.

Después del levantamiento y plegamiento intenso ocurridos a finales del Eoceno, el peniplano resultante de la continuada erosión que eliminó la cumbre del anticlinal de Pueblo Viejo expuso en la superficie las formaciones Paují y Misoa. Sobre esta paleogeografía irregular se depositó en discordancia el Mioceno inferior transgresivo (la arena Santa Barbara) seguida por el intervalo marino de la Formación La Rosa.

Durante el Oligoceno superior y la mayor parte del Mioceno la sedimentación fue sincrónica con el movimiento presente a lo largo de la falla de Pueblo Viejo, lo que resultó en depósitos más espesos hacia el oeste en el bloque caído de la falla, capas delgadas a lo largo de la cima del anticlinal en proceso de plegamiento, y depósitos de grosor intermedio en el flanco este.

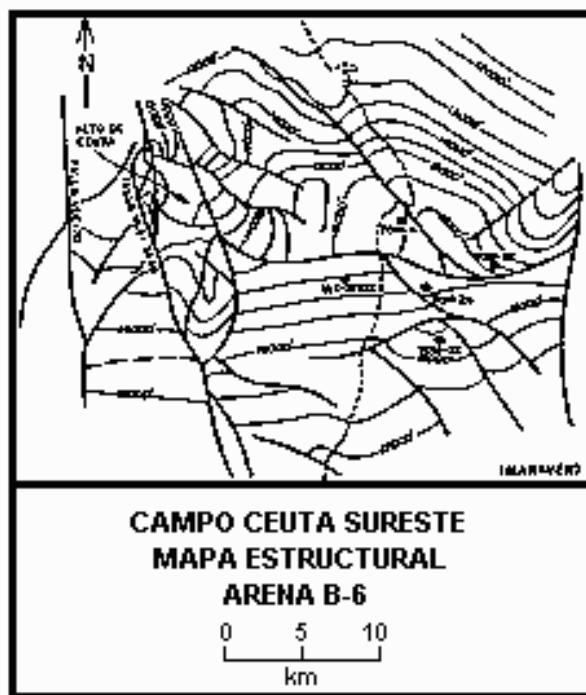


Gran parte del levantamiento de Pueblo Viejo vuelve a ser área positiva al comienzo de la sedimentación post-orogénica, mientras que las zonas de depresión fueron rellenadas por la arena Santa Bárbara del Mioceno, miembro basal de la Formación La Rosa, de distribución irregular, que promedia 40' y desaparecen la cima del anticlinal. Una sucesión gruesa de lutitas de la Formación La Rosa (150 pies) se depositó luego en la región de hundimiento sinclinal al oeste de la falla, mientras que sólo unas lutitas limolíticas, de 70' a 100 pies de espesor, que disminuyen hasta desaparecer, se depositaron en el flanco este.

La Formación Lagunillas (1500') suprayacente, contiene los miembros siguientes: Lagunillas inferior (LL-1 a LL-2 con 120' en el área sinclinal hasta 40' en el norte), Laguna (LA-1 a LA-3, 300-850') y Bachaquero (BA-1 a BA-4) que se adelgaza desde 1.000' en el sureste hasta 200-300' en la zona crestal. En todos predominan depósitos marino-deltáicos de areniscas con proporciones variables de lutitas y arcillas. Se ha reconocido un alto del substratum en el cual no hubo sedimentación de los miembros inferiores de la Formación Lagunillas, lo cual indica la presencia de líneas de playa con el consiguiente acuñamiento y desaparición de arenas.

La sedimentación de las arcillas moteadas y las areniscas masivas de la Formación La Puerta, (Miembros Timoteo, Playa y Poro, Mioceno) marcó el fin de los movimientos tectónicos por algún tiempo.

Las arenas pliocenas de origen no-marino de la Formación Onia fueron depositadas concordantemente sobre la Formación La Puerta, siendo el área afectada de nuevo por el tectonismo final.



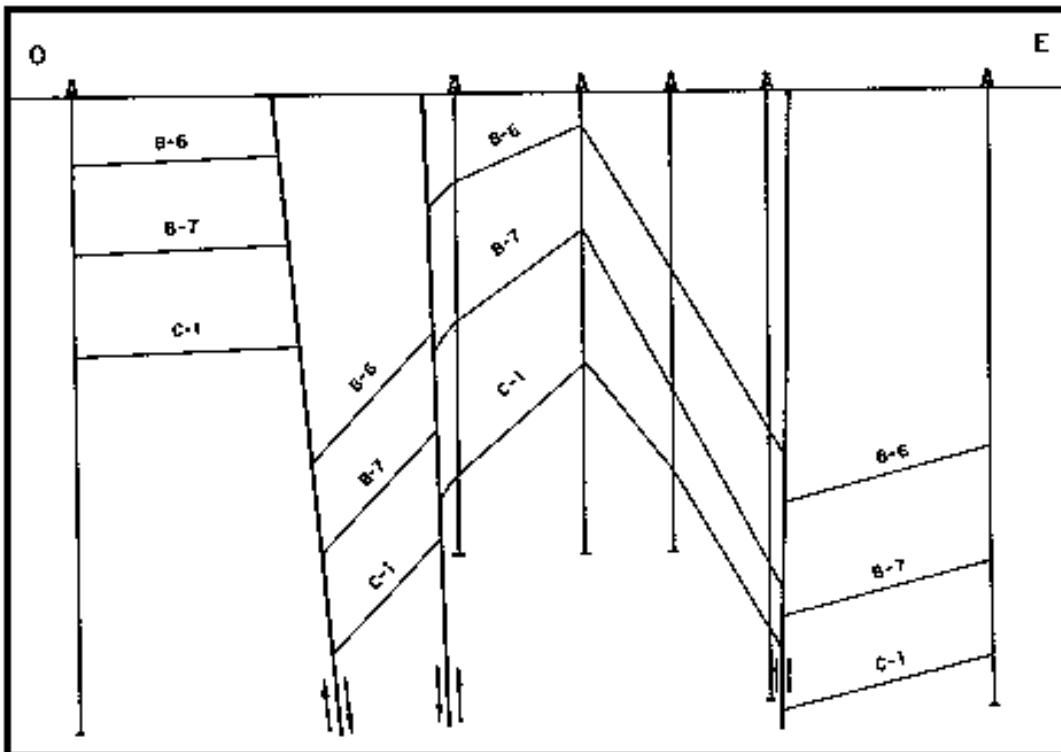
Estructura: El patrón estructural del Campo Ceuta forma parte del alineamiento regional de Pueblo Viejo.

El alto Pueblo Viejo-Ceuta constituye un levantamiento que se extiende en dirección norte-sur con ligera componente noroeste. Se conoce dentro del Lago por una longitud de mas de 45 km. Hacia el sur forma un declive o nariz estructural de inclinación sur relativamente fuerte en la discordancia entre el Eoceno y el Mioceno. El declive se encuentra cortado por tres y aun cuatro fallas de importancia, subparalelas, del sistema norte-sur, unas veces escalonadas y otras en forma de un pilar tectónico cerca del areacrestal. Hacia el norte, el alto se arquea al noreste y entra a formar parte integrante del cinturón móvil de la Serranía de Trujillo. El anticlinal de Pueblo Viejo en su declive al sur presenta una inversión que determina una silla tectónica que separa la estructura de Pueblo Viejo de la de Ceuta; la inversión del declive forma una estructura dómica muy fallada, el alto del Campo Ceuta.

El rasgo principal de Ceuta lo constituye una estructura de tipo flor entre fallas transcurrentes de rumbo norte-sur. Asociados a esta estructura se encuentran anticlinales escalonados de tendencia noreste-suroeste, opuestos a los esfuerzos compresivos principales. Fallas normales sin sedimentarias de rumbo noroeste-sureste y buzamiento este, asociadas a un patrón extensional de finales del Paleoceno, reflejan la línea de bisagra de la cuenca eocena con su depocentro más al este y cortan transversalmente los altos estructurales, separando bloques suavemente plegados que forman homoclinales de rumbo este-oeste y buzamiento sur, hasta la falla de Tomoporo en el extremo oriental.

El Campo Ceuta ha sido dividido en ocho áreas, de las cuales las más importantes se consideran las 2, 7 y 8.

CAMPO CEUTA
SECCION ESTRUCTURAL - EOCENO B-INFERIOR



El Área 2, occidental, de 75 km² constituye un homoclinal este-oeste con buzamiento de 3 a 5° hacia el sur. Se encuentra limitada al este por una falla inversa y al oeste por otra falla inversa norte-sur que viene desde el Bloque III al noroeste, conocida como la falla VLC-70. Al norte y noroeste se presenta una falla normal con inclinación al norte y un desplazamiento aproximado de 200'.

El área 3 ocupa el norte del campo (alrededor de 42 km²). Es parte de un anticlinal limitado al occidente por la falla de Pueblo Viejo y comprende una serie de plegamientos en escalón con sus ejes orientados NO-SE. Además de la falla de Pueblo Viejo se presentan en el área otras fallas mayores bien definidas a nivel del Cretáceo, que pueden extenderse hasta la discordancia Eoceno-Mioceno. Dos de estas fallas han sido postuladas en base a las condiciones de producción, pues no cortan ningún pozo; formarían parte al sistema regional de Pueblo Viejo. Fallas normales menores, este-oeste, de buzamiento norte y desplazamiento vertical entre 680 y 200' afectan las capas eocenas y miocenas.

El área 8 (también llamada Ceuta Sureste o VLG-3693) tiene una extensión de 65 km² y se encuentra entre los alineamientos de Ceuta tradicional al oeste y Barua-Tomoporo al este, con características geológicas, condiciones de producción y distribución de fluidos diferentes. En 1981 el pozo VLG-3693 encontró esta nueva estructura productora al este de Ceuta; y en 1985, TOM-1 descubrió la acumulación en tierra. El pozo VLF-3020 alcanzó el basamento cristalino a 17.200 pies.

La configuración estructural de Ceuta Sureste y Tomoporo presenta un amplio homoclinal de rumbo este-oeste con suave buzamiento de 67° al sur, que concluye al este en la falla de Tomoporo.

Los intervalos productores más importantes pertenecen a las arenas de la Formación Lagunillas del Mioceno y de la Formación Misoa del Eoceno. Algunas acumulaciones han sido observadas dentro de las formaciones La Rosa y La Puerta del Mioceno y en las calizas cretácicas del Grupo Cogollo. El pozo VLG-3715X, que confirmó la extensión de Ceuta Sureste probó producción de 4.950 B/D.

Producción: El pozo Ceuta-1 encontró petróleo en el miembro Bachaquero (Formación Lagunillas, Mioceno) y en la Formación Misoa (Eoceno) en el bloque levantado de la falla de Pueblo Viejo, mientras que el pozo Marlago-1 de la Continental descubrió producción de los miembros Laguna y Lagunillas inferior (Formación Lagunillas) en el bloque caído de la falla.

La acumulación de petróleo en las arenas del Eoceno y del Mioceno de Ceuta se encuentran gobernadas por una combinación de factores estructurales y estratigráficos. En los intervalos B-6 y B-7 de la sección eocena predominan los elementos estructurales, el anticlinal de Pueblo Viejo y el sistema de falla adyacente (la falla de Pueblo Viejo, la de Ceuta y la falla en el límite occidental). El elemento estratigráfico se presenta en las unidades B-superior y C-superior como factor principal.

Las arenas demuestran poco espesor y escasa continuidad lateral, originando pequeñas unidades separadas. El miembro Bachaquero de la Formación Lagunillas, en su sección superior y media, y Laguna, en su sección media, demuestran un mayor dominio estructural. En la parte más alta de Laguna la lenticularidad de las arenas proporciona la trampa estratigráfica.

Los yacimientos de Lagunillas inferior constituyen la mejor acumulación miocena al sur del Área 3; su espesor varía de 40' en el norte hasta 120 en la zona sinclinal.

Los intervalos productores de mayor importancia en el Área 8 pertenecen a las arenas Lagunillas del Mioceno y Formación Misoa del Eoceno.

Ceuta-1 inició excelente producción eocena en el Área 3. Las arenas C-inferiores y B-inferiores forman los mejores yacimientos. En Agosto de 1957 Maraven probó el pozo VLG-3751 con 4.800 B/ D de crudo liviano.

El crudo del miembro Bachaquero es más pesado y viscoso (27° API) que el petróleo de las arenas eocenas, siendo más liviano el crudo de las arenas B-inferior y C-superior (hasta 42.7° API) que el de las arenas B-superior (27.1 a 38.3° API).

El pozo VLG-3636 obtuvo 1.180B/D 27°API, en flujo natural, del miembro Poro superior de la Formación La Puerta.

En el flanco este, localmente, es productora la arena miocena basal Santa Bárbara de la Formación La Rosa.

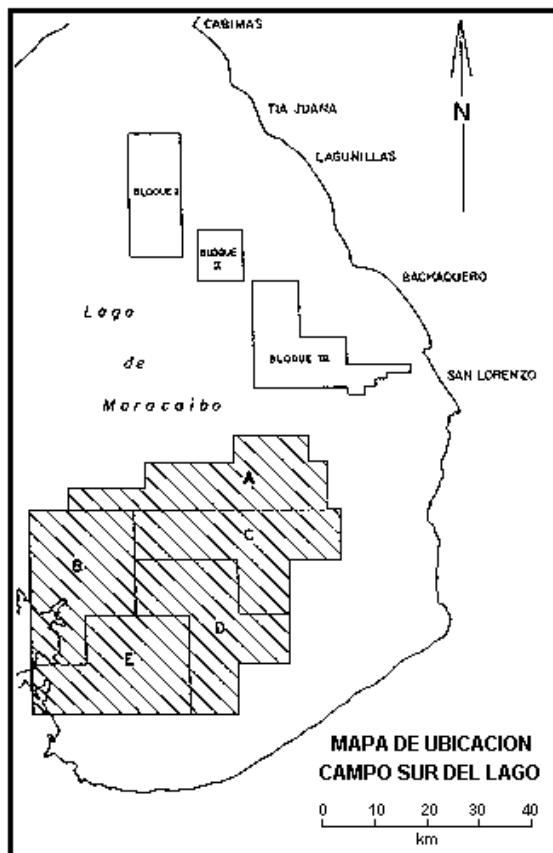
Algunas acumulaciones han sido encontradas en las calizas cretácicas del Grupo Cogollo. El pozo VLG-3715Y, que confirmó la extensión de Ceuta Sureste hacia Tomoporo probó producción de 4,950 B/D.

El pozo TOM-1X fue el primer pozo en producir comercialmente crudo liviano en tierra (3.000 B/D de 34° API). TOM-2 obtuvo 2.300 B/D de API con una profundidad total de 16.474 pies.

Campo Sur del Lago

El área Sur del Lago se encuentra en la zona sur-central del Lago de Maracaibo.

Comprende cinco Bloques en donde se ha encontrado excelentes yacimientos de las calizas cretácicas, con producción de condensado natural y de crudo liviano. El Bloque A, al norte, es operado actualmente por la empresa Maraven, S.A., y los Bloques B, C, D y E se encuentran bajo la responsabilidad de Lagoven, S.A.



La perforación exploratoria la inició la Corporación Venezolana del Petróleo (CVP) en 1967 cuando perforó un pozo (Armadillo-1) en el Bloque A, que resultó seco. A partir de 1971 fueron perforados 16 pozos por las empresas Occidental, Shell Surca, Mobil Maracaibo, CVP y Corpoven; cinco encontraron producción comercial, y solo tres penetraron las calizas cretácicas en profundidad superior a los 19.000'. Para 1994 se han perforado 27 pozos, de los cuales 14 han demostrado producción comercial.

Estratigrafía: La columna estratigráfica está integrada desde el Basamento pre-cretácico ígneo-metamórfico hasta la Formación Onia de edad Plio-Pleistoceno.

La Formación Río Negro, de areniscas gruesas y conglomerados con arcillas y lutitas, representa la unidad basal, continental, del Cretáceo. El Grupo Cogollo, concordante, comprende la Formación Apón de calizas compactas y lutitas arenáceas; la Formación Lisure con areniscas glauconíticas, calizas y lutitas; y la Formación Maraca, de caliza con areniscas glauconíticas en su base. Continúa la Formación La Luna, de calizas y lutitas laminares. Y cierran el Cretáceo las lutitas de la Formación Colón (con su base de calizas, el Miembro Socuy).

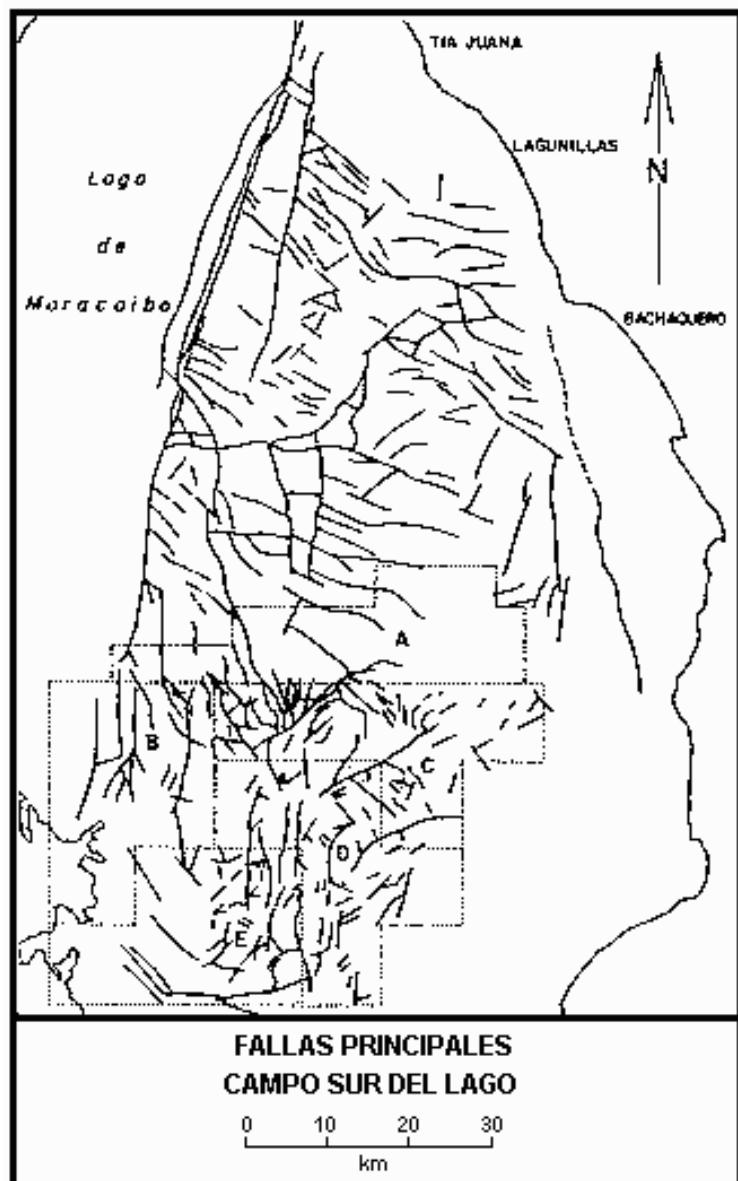
CAMPO SUR DEL LAGO
COLUMNAS ESTRATIGRAFICAS

EDAD	FORMACION	Miembro	UTOGRAFIA	ESPESOR MEDIO
PLEISTOCENO	EL MILAGRO			2000'
PLIOCENO	ONIA			3500'
	LA PUERTA			5000'
		BACKAVERO		
		URDANETA		
		LAGUNILLAS		4500'
		LAGUNA		
		OJEDA		
		MARLAGO		
	LA ROSA			400'
		STA. BARBARA		100'
EOCENO	MISOA			600'
PALEOCENO	GUASARE			150'
	MITO JUAN			
	COLON			1800'
		SOCUY		25'
	LA LUNA			325'
	MARACA			50'
	LISURE			350'
	APON			260'
PRE-CRETACEO	MUCUCHACHE			

El Paleoceno está representado por la Formación Guasare, discordante sobre el Cretáceo, de calizas arenosas fosilíferas, areniscas calcáreas y lutitas carbonáceas.

La Formación Misoa (Eoceno) se compone de areniscas, limolitas y lutitas intercaladas, representativas de la zona intermedia entre un frente de delta y la llanura deltaica.

El Eoceno va perdiendo progresivamente hacia el sur las arenas inferiores hasta llegar a la total desaparición de la Formación Misoa en los Bloques B y E. En el pozo SLB-S-1X la erosión se extiende a la Formación Guasare y el Grupo Orocue; y en el SLE-4-3X coloca los sedimentos oligomiocenos sobre la Formación Colón por erosión total de la sedimentación paleocena durante el Eocene superior.



Pasada la orogénesis del Eocene superior y la erosión subsiguiente, se depositan sedimentos continentales de la Formación Icotea, que sólo se conservan en las zonas sinclinales del norte; y la Formación La Rosa, con lutitas arcillosas y desarrollo arenoso en la base (Santa Bárbara), miembro intermedio lutítico, y arenas en la sección alta (La Rosa superior).

El pozo SLE-4-2X descubrió 500 pies de una arena petrolífera sobre la discordancia del Eoceno, que se encuentra al nivel estratigráfico de Santa Bárbara y constituye la arena basal de La Rosa, en una línea de playa con desarrollo acuñado de sur a norte.

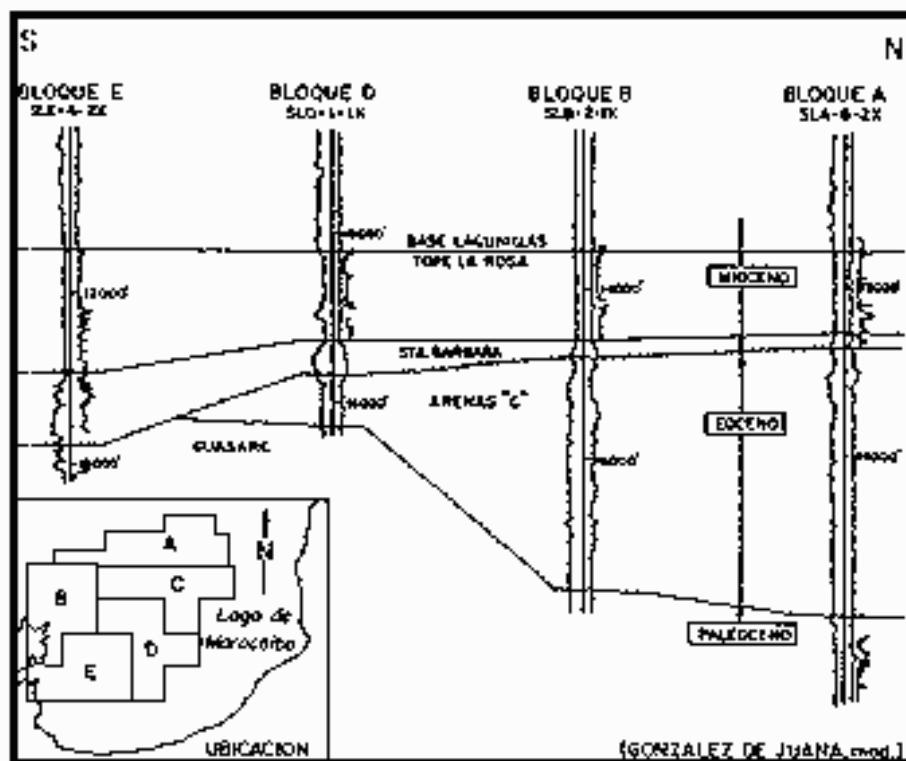
Sobre la Formación La Rosa, en la zona central y norte, se encuentra la Formación Lagunillas (Mioceno medio) con areniscas poco consolidadas, areniscas limolíticas, lutitas y arcillas intercaladas, en sus cinco Miembros (Marlago, Ojeda, Laguna, Urdaneta, Bachaquero).

La Formación La Puerta (Mioceno superior) cierra el Mioceno con arcillas y areniscas masivas de estratificación cruzada. En el Plio-Pleistoceno, los depósitos aluvionales completan la sección estratigráfica.

Estructura: El modelo estructural continúa hacia el sur las características de los campos del centro del Lago.

Las fallas principales llevan un rumbo norte-sur. La falla de Icotea sigue hacia el delta del Río Catatumbo, con su bloque deprimido al este y un desplazamiento de 1.500'.

CAMPO SUR DEL LAGO SECCION ESTRATIGRAFICA



Se complementa esta alineación con un sistema de fallas noreste-suroeste y numerosas fallas transversales que dan lugar a la repetición de fosas y pilares tectónicos

escalonados que constituyen bloques independientes y semidornos o pliegues de arrastre.

Producción: Para el inicio de 1994 se habían perforado 26 pozos en los Bloques del Sur del Lago:

Bloque	Abandonados	En producción	Cerrados	Total
SLA	4	1	1	6
SLB	4	4	1	9
SLC	1	1	2	4
SLE	2	4	1	7
Total	11	10	5	26

Los pozos SLA-8-2X (Maraven 1985) y SLB-2 (Lagoven 1988) llegaron al Basamento (19.000'). SLB-1 (Lagoven 1987) encontró La Quinta (18.000'). Los dos últimos productores del Cretáceo.

El pozo seco SIB-5-1X (Shell 1972) y los productores terciarios SLA-5-1X (Shell 1972), SLA-6-2X (Occidental 1973) llegaron hasta la Formación Colón.

Los pozos secos SLA-8 1X (Occidental 1971), SLB- 4-1X (Shell 1973) y SLA-1AX (Occidental 1983) no alcanzaron el Cretáceo.

La arena basal del post Eoceno es productora en el Bloque-E. El pozo SLE-1 produjo 2.271 BID, 34.4° API; y el pozo SLE-4-2X, 1.596 B/D, con una gravedad de 39.2° API.

Las arenas "C superiores" produjeron en el pozo SLA-6-2X (Occidental 1973): 2.855 B/D, 34.1° API, en 1973.

La producción cretácica es de condensado natural en su mayoría y, en menor proporción, de crudo liviano. El pozo SLC-1-2X obtuvo 5.478 BID de condensado (46° API) de 1.000 pies de calizas cretácicas La Luna y Cogollo. SLA-7-1X (Maraven) produjo en 1991: 1.080 B/D, 33.1° API. En Diciembre de 1992 el pozo SLA-4-2X probó La Luna-Cogollo con 540 B/D, 38° API.

SLB-2 (Lagoven 1988) produjo 3.300B/D, 38° API de las formaciones Lisure y Apón. SLB-3 (Lagoven 1989) descubrió en La Luna un nuevo yacimiento cretácico (3.700 B/D, 29.5° API) y SLB-4 obtuvo 4.200 B/D, 43.7° API. Este yacimiento (SLB-K) produce condensado natural en el tope de la sección perforada y petróleo liviano en la parte baja del yacimiento (SLB-2 y SLB-3).

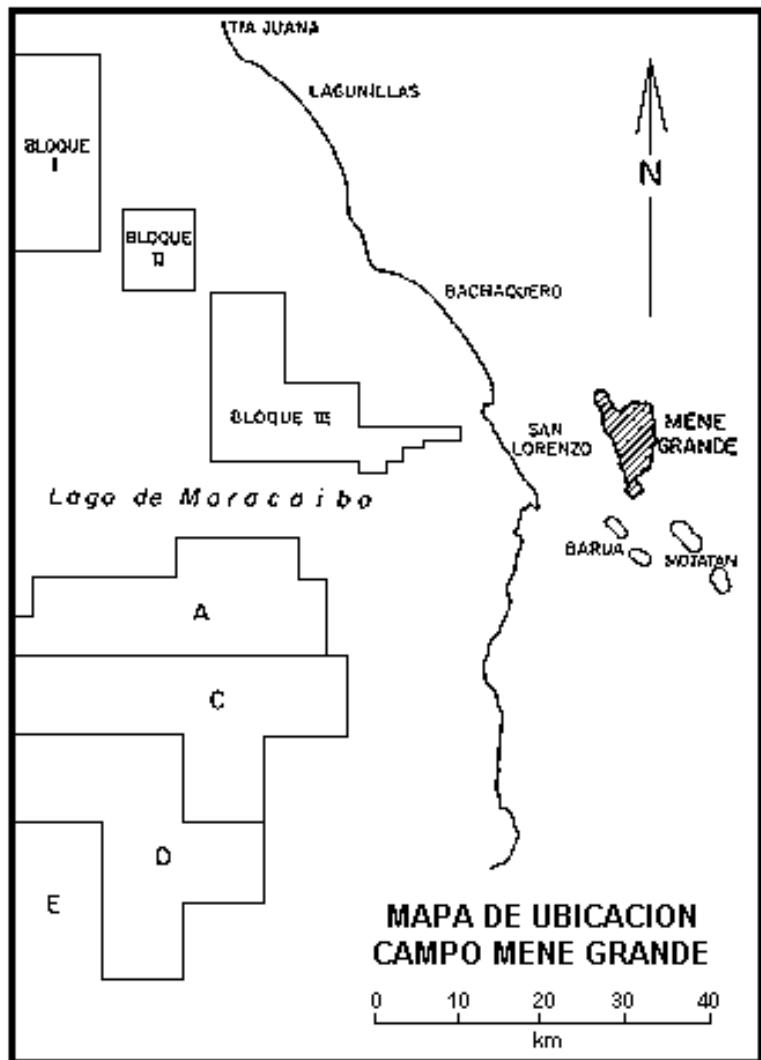
En base a pruebas PVT y análisis cromatográficos se ha obtenido la composición generalizada de los hidrocarburos del Cretáceo:

Crudo	
Gravedad API del crudo húmedo	40.0° API (GE: 0.825)
Gravedad API del crudo limpio	41.0° API (GE: 0.820)
Densidad	51.5 lbs/pie ³
Viscosidad cinemática a 85 °F	3.95 centistokes
Viscosidad cinemática a 100 °F	3.26 centistokes
Agua y sedimento	8%

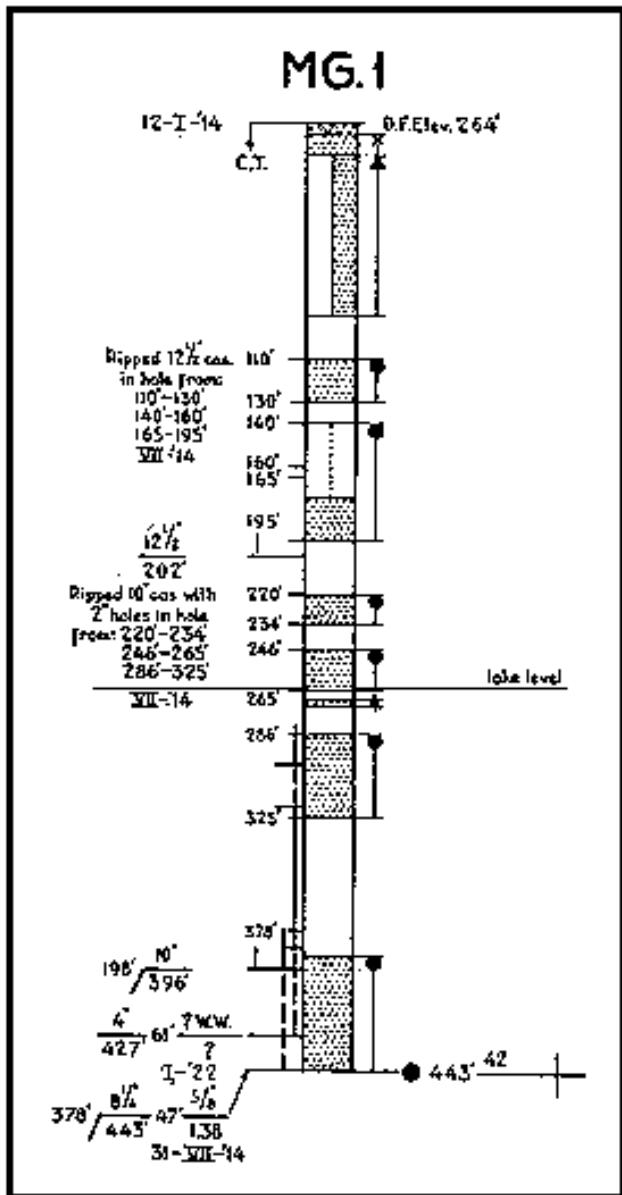
Gas	
Gravedad específica	0.73
Peso Molecular	21.1
Z a condiciones normales	0.986
Temperatura pseudo crítica	394 °R
Presión pseudo crítica	692 lpc.
% de H ₂ S	12 á 75 PPM en volumen
% de CO ₂	5.7

Campo Mene Grande

El campo Mene Grande esta situado 120 kilómetros al sureste de Maracaibo y 19 km tierra adentro de la costa oriental del Lago de Maracaibo



La presencia de grandes manaderos de petróleo en la región atrajo la atención de los geólogos y sirvió de base para los estudios de la zona entre San Timoteo y Río Paují, incluida dentro de la inmensa concesión de exploración petrolífera -270.000 km²- obtenida en 1909 por John Allen Tregelles, representante de la empresa inglesa The Venezuelan Development Company. Extinguidos los derechos, el abogado Rafael Max Valladares adquirió la concesión en 1912 y la traspaso a The Caribbean Petroleum Company, empresa organizada en Nueva York desde 1911 como subsidiaria de la General Asphalt Company, y más tarde parte del Grupo Shell. El Dr. Ralph Arnold fue encargado de la exploración, que inició en Septiembre de 1912 con un escogido grupo de geólogos. En el informe final se seleccionaron las parcelas de explotación dentro del millón y medio de acres de la concesión, incluyendo 24 parcelas en el área de San Timoteo, y recomendando la inmediata perforación de un pozo en la parcela Zumaque, de Mene Grande.



El pozo Zumaque-1 (MG1, con profundidad total de 443 pies) inició exitosamente (1914) la producción miocena del campo Mene Grande (264 B/D, 18° API, en flujo natural). Doce años después, el pozo MG-44 (Caribbean) descubrió los yacimientos del Eoceno.

La perforación de los primeros pozos utilizaba cabrias de madera construidas en el sitio y taladros de percusión. Se presentaron graves problemas para dominar la presión del yacimiento, y los reventones eran frecuentes al llegar a los horizontes petrolíferos. Para 1915 la Caribbean registraba cuatro pozos perforados:

Pozo Fecha B/D	Profundidad
Zumaque-1 15-04-1914 264	443'
Zumaya-1 25-10-1914 2.500. Reventó	1.670'
Zumba-1 26-11-1914 1.000. Reventó	912'
Zumbador-1 15-10-1915 20.000 á 40.000. Reventó	895'

Estratigrafía: Los yacimientos más profundos perforados en el campo se encuentran en la Formación Misoa (Eoceno inferior y medio) que comprende areniscas densas, cuarcíticas, fracturadas, interestratificadas con lutitas duras. Las arenas superiores de la formación contienen horizontes productores importantes.

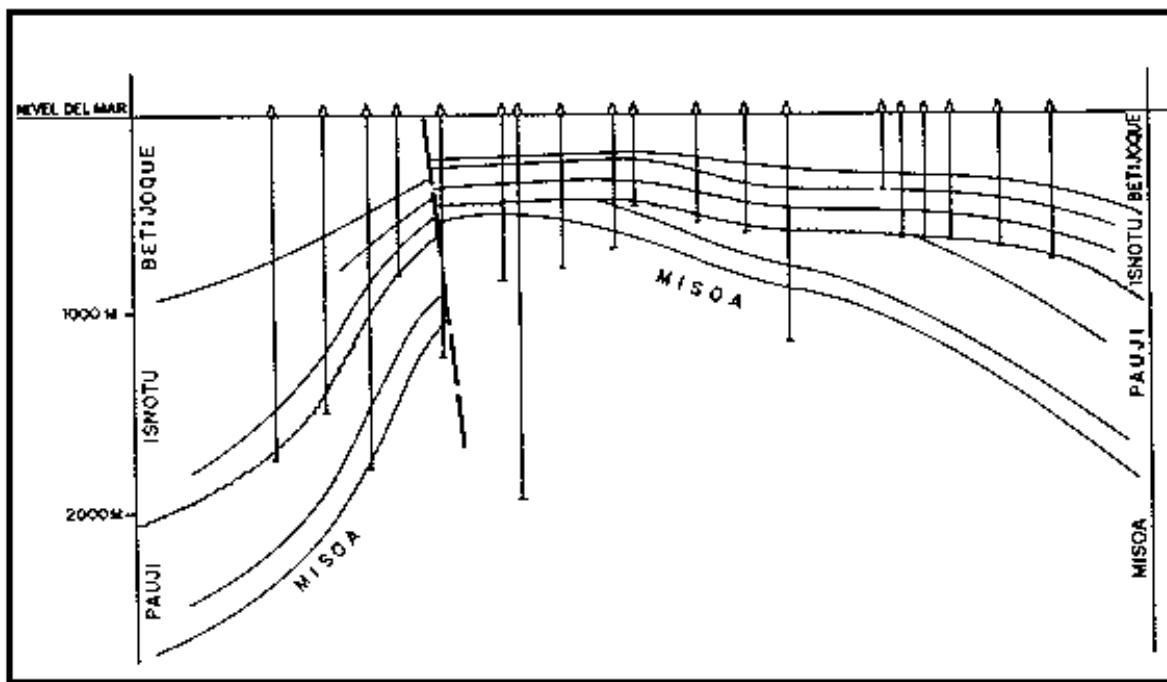
Concordante sobre Misoa se encuentra la Formación Paují (Eoceno medio), de aguas profundas, constituida esencialmente por lutitas masivas, aunque es frecuente encontrar unas arenas petrolíferas en su sección media.

Sobre Paují, aparecen localmente, concordantes y transicionales, lutitas arenosas, areniscas gradadas y lentes de caliza, (Formación Mene Grande).

Durante la orogénesis del Eoceno superior ocurrió un levantamiento de la región, y la erosión subsiguiente removió hasta 500' de sección en algunos lugares del área. Una transgresión depositó encima las capas miocenas, separadas del Eoceno por una discordancia prominente.

En Mene Grande el Mioceno ha sido dividido en dos secciones: la inferior contiene los principales horizontes productores en arenas y lutitas interestratificadas; la base presenta acumulaciones de asfalto, por lo que ha sido conocida como las "arenas asfálticas". La sección superior, discordante, está compuesta de arenas generalmente acuíferas y arcillas.

SECCION ESTRUCTURAL - CAMPO MENE GRANDE

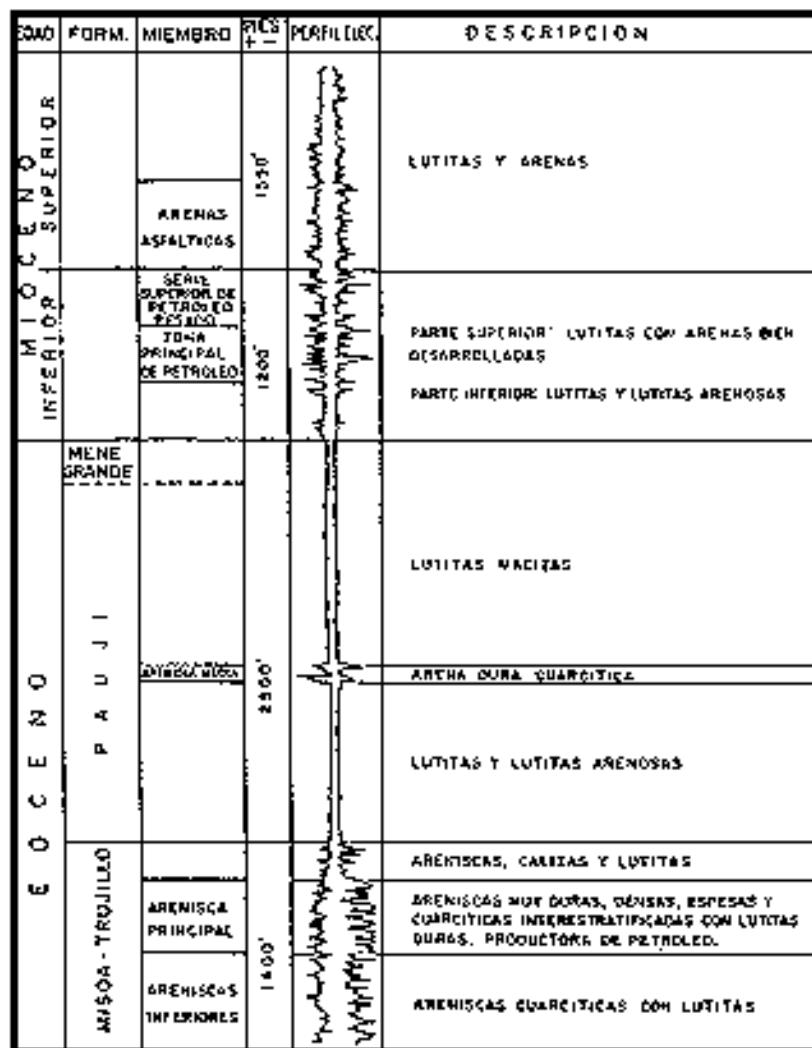


Estructura: El campo Mene Grande se encuentra en el declive sur del anticlinal de Misoa, uno de los grandes pliegues que forman la Serranía de Trujillo. La Formación Misoa (Eoceno inferior y medio) tiene su sección tipo en la Galera de Misoa. Los sedimentos post-eocenos afloran en el área norte del campo, formando un extenso arco de manaderos de petróleo y escapes de gas alrededor de la cima de la estructura.

De gran importancia regional es una gran falla, la Falla Principal, de rumbo noroeste que continúa hacia el área de Motatán. En Mene Grande corta el flanco oeste de la estructura y demuestra transcurriencia con el bloque oriental desplazado 2.500 metros hacia el norte. Una falla transcurrente, paralela, limita hacia el sur el sector este de la nariz estructural de El Veleto.

La estructura del Eoceno es un anticlinal con su flanco oeste muy inclinado ($50 - 70^\circ$) y fallado y con el Flanco este más suave ($10-30^\circ$). Tiene declive al suroeste con pendiente de aproximadamente 10° ; la Falla Principal corta este extremo del anticlinal, colocándolo en el bloque oeste.

CAMPO MENE GRANDE
PERFIL ELECTRICO COMPLETO

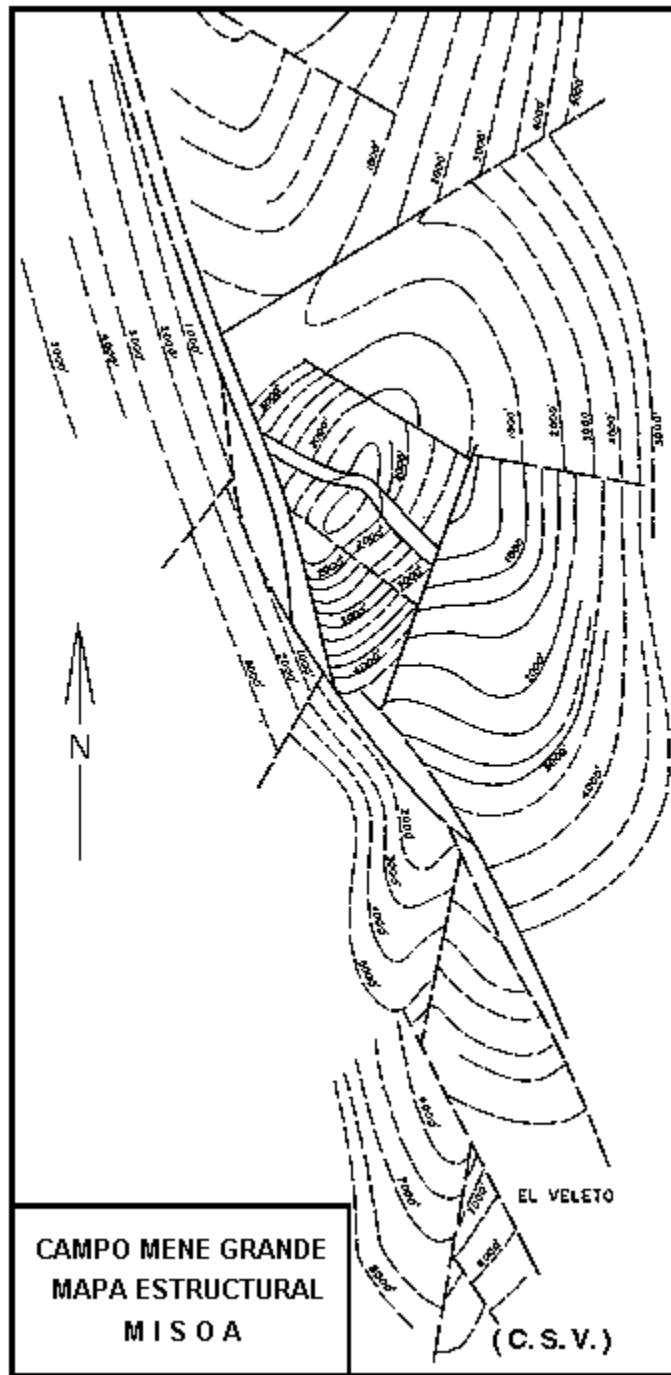


La estructura del Mioceno constituye una suave nariz de rumbo noreste con inclinación al sur de 75 metros por kilómetros. El flanco oeste fue cortado por la Falla Principal.

El área productiva está dividida en bloques por fallas secundarias, con contactos de agua, desarrollo litológico y contenido de fluidos que difieren entre sí.

Las estructuras de Mene Grande, Barua y Motatán confirman el proceso de evolución tectónica de la región, que comprende: 1) reactivación durante el Eoceno superior de una directriz tectónica del Cretáceo superior con formación de domos, 2) reactivación de una falla probablemente normal de dirección norte-sur, concomitante con la orogénesis del Cretáceo superior, la cual tuvo períodos de crecimiento durante el Paleoceno y Eoceno inferior y vino a establecerse como una de las fallas mayores del sistema, y 3) formación del sistema de fallas transversales menores. Un fenómeno posterior es la

transcurrencia, que pudo comenzar muy al final del período orogénico ó posiblemente en el Mioceno superior.



Producción: Tres factores principales limitan la acumulación de petróleo" 1) sellos de asfalto donde los horizontes productores alcanzan la superficie; 2) acumulación contra la falla principal en el área occidental del campo; 3) trampas en el Eoceno debidas a

plegamiento, variaciones litológicas laterales o truncamiento de arenas contra el Mioceno discordante.

La producción se obtiene del Mioceno y del Eoceno.

En el MIOCENO se distinguen tres horizontes principales: las arenas asfálticas, que contienen petróleo oxidado, pesado (10° API); el horizonte superior, de petróleo pesado, que produce crudos de 16.8° API preferentemente en el área sur-central y occidental del campo; y el horizonte principal, más profundo, que contiene petróleo de 17.5° API.

En el EOCENO la producción procede de la arenisca de Paují medio, un intervalo de arenas delgadas lenticulares, con espesor agregado de 150' en la parte meridional del campo, que produce petróleo de 23.3° API con alto contenido de agua; de la llamada Zona de Transición (que se correlaciona con las arenas "B" superiores) buena productora en el domo de la parte central, con petróleo promedio de 25.7° API; de la llamada "Arenisca Principal" (que pudiera correlacionarse con las arenas B-6 y B-7 de la Formación Misoa) el intervalo más prolífico; y del intervalo denominado arenas y lutitas inferiores (que se correlaciona con las arenas "C").

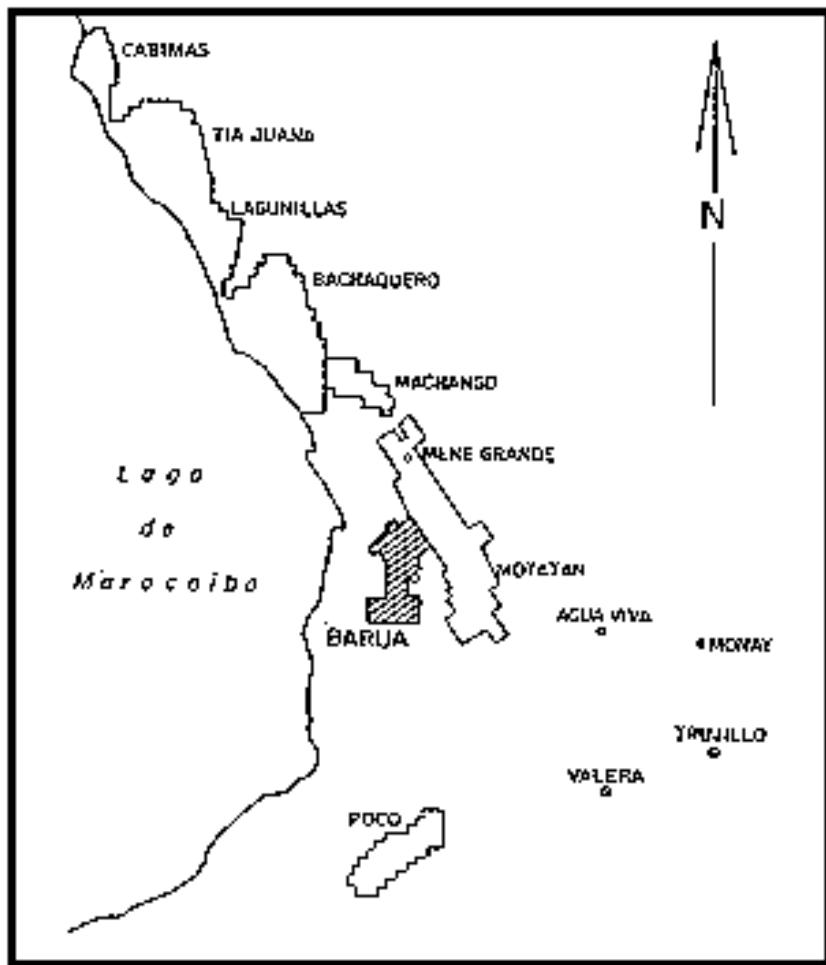
Los yacimientos del Eoceno son relativamente pequeños y están complicados por plegamiento y fallamiento. La porosidad y la permeabilidad son bajas y se cree que la producción proviene principalmente de diaclasas y fracturas abiertas.

En Mene Grande predomina la estructura dómica en la parte central del campo, conformando la trampa estructural del Eoceno. En el Mioceno, las arenas productoras del Paují medio, aunque participan del plegamiento anticlinal, se encuentran parcialmente erosionadas y selladas por los sedimentos miocenos, en trampa básicamente estratigráfica.

Campo Barúa

El campo se encuentra al sur de Mene Grande, en los límites del Zulia con el Estado Trujillo.

La estructura fue revelada mediante geología del subsuelo y estudios sismográficos. En 1958 el pozo MGB-1X (8.800'), de la Compañía Shell de Venezuela, localizado en base a interpretación sismográfica, produjo 1.500 B/D de crudo eoceno.



Estratigrafía: La estratigrafía del área se conoce hasta el Eoceno inferior por observación directa en los pozos perforados. La Formación Misoa del Eoceno inferior a medio se encuentran en profundidades que llegan a 14.000'. Consiste en 6.000' de areniscas cuarcíticas y lutitas pizarrosas desarrolladas en un ambiente parálico marino deltático de un modelo transgresivo.

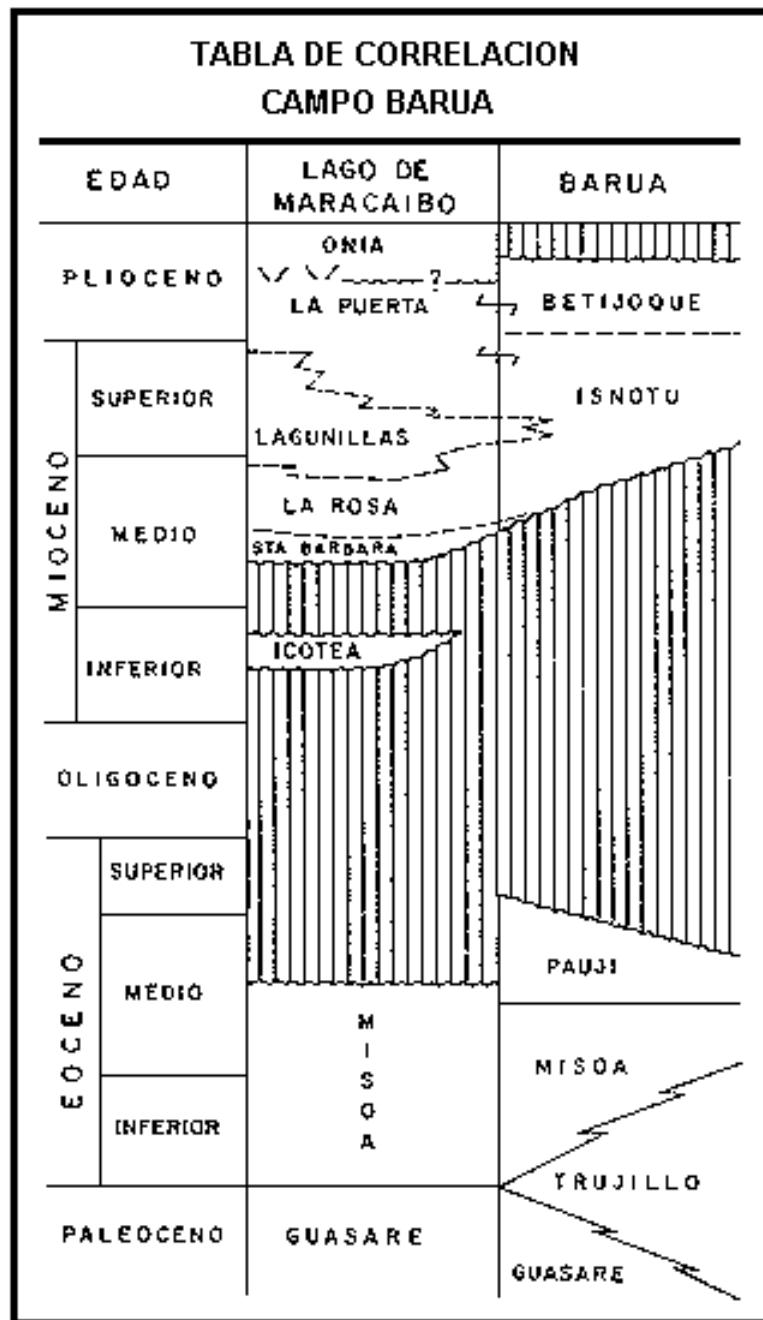
El Eoceno inferior (Miembro Trujillo de la Formación Misoa) es una sucesión de lutitas homogéneas y capas delgadas de arenas turbidíticas.

Concordante y transicional, sobre el Miembro Trujillo, se encuentra una alternancia de grupos o paquetes de arenas cuarcíticas, fracturadas, interestratificadas con lutitas laminadas (Eoceno inferior y medio) de la Formación Misoa, que fueron depositadas en ambientes marinos de poca profundidad con frecuente influencia salobre. En el campo Barúa esta parte media y alta de la formación ha sido dividida en las unidades Misoa inferior y Misoa superior.

COLUMNAS ESTRATIGRAFICAS - CAMPO BARUA				
EDAD	FORM.	ESPESOR	DESCRIPCION	
EOCENO	MIOCENO MEDIO A SUPERIOR	PLIOCENO		
EOCENO INF	EOCENO MEDIO	A PLIOCENO		
FM. MISOA	FM. PAUJÍ	FM. ISNOTÚ	FM. BETIJOQUE	FM. CARVAJAL
				ARCILITAS, ARENISCAS, GRAVAS, CONGLOMERADOS
				ARENASCAS, ARCILITAS
			1.000'	ARENASCAS, LUTITAS, GRAVAS
			5.800'	LUTITAS MASIVAS ARENAS PETROLIFERAS EN LA SECCIÓN MEDIA SUPERIOR
			1.100'	ARENAS QUARCITICAS Y LUTITAS PIZARROSAS

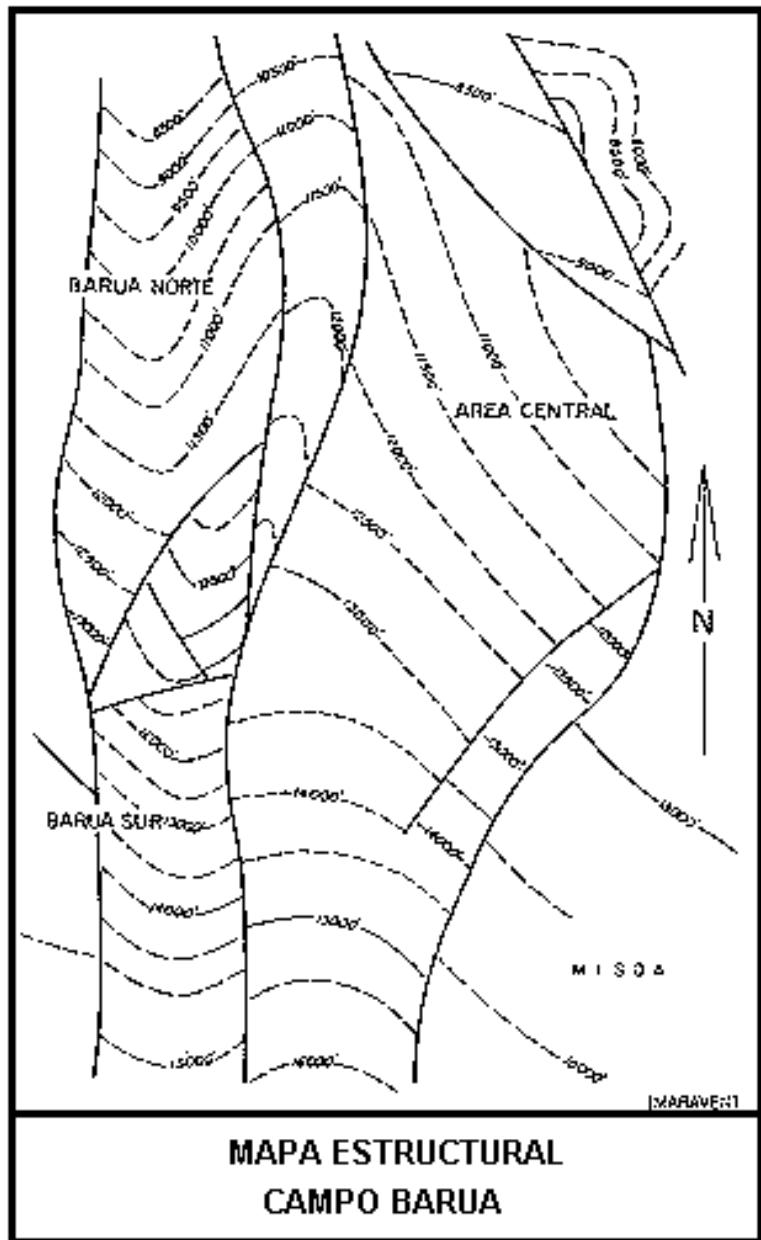
Concluye el Eoceno medio con las potentes lutitas de la Formación Paují, trasgresivas de norte a sur, que en el área de Barúa contienen lentes de arenas petrolíferas en su sección media inferior. El espesor menor de Paují ha sido encontrado en el pozo MGB-7X (1.145').

Discordantes sobre Paují se depositaron las arcilitas, arenascas y conglomerados de las formaciones Isnotú y Betijoque (Mioceno superior-Plioceno) y, sobre otra discordancia, conglomerados, gravas y arenascas de la Formación Carvajal (Pleistoceno), con terrazas, conos aluviales y llanuras de inundación.



Estructura: Al oeste de la prolongación sur de la falla principal de Mene Grande se encuentra el Alto de Barúa.

La estructura local es un levantamiento de rumbo norte-sur con declive suave hacia el sur, cortado al oeste por una falla de características similares a la de Mene Grande, (transcurrente con desplazamiento del bloque oriental hacia el norte) y ligeramente convergente con ella. Una depresión menor separa el norte del campo Barúa del extremo sur de Mene Grande, sector El Veleto.

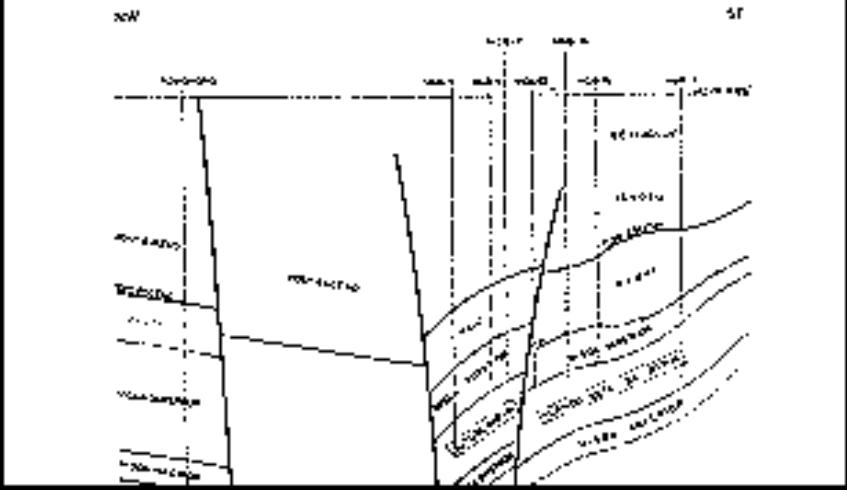


Las fallas que limitan el Alto son casi verticales, paralelas al eje del levantamiento, con desplazamiento que varía entre 1.500 y 3.000'. Fallas secundarias normales, trasversales, de rumbo noreste, están asociadas a las fallas principales.

El Alto de Barúa se desarrolló durante el Eoceno superior-Oligoceno, asociado a las fallas recurrentes sinestrales de dirección NNO-SSE.

El campo comprende un bloque fallado hacia el oeste, Barúa Norte. Al centro, el Alto de Barúa, dividido en tres sectores, Norte, Centro y Sur. En el este, un monoclinial de buzamiento sur y rumbo NE-SO separa a Barúa de las estructuras del Campo Motatán.

SECCION ESTRUCTURAL - CAMPO BARUA



Producción: La Formación Misoa contiene las arenas productoras en los sectores norte, centro y sur del Alto de Barúa, igual que en el flanco oeste y en el monoclinal central.

Los pozos muestran un espesor total, en la sección productiva de la Formación Misoa, de 90' en el Bloque Norte hasta 300' en el Bloque Sur.

La gravedad promedio del crudo se encuentra entre 18.9° API (Bloque Sur) y 23.3° API (Bloque Norte). La RGP es de 222-296 pc/bbl.

El petróleo obtenido de Barúa, conjuntamente con el de los campos Motatán y Mene Grande constituye la segregación comercial MENEMOTA, con gravedad de 19.6° API.

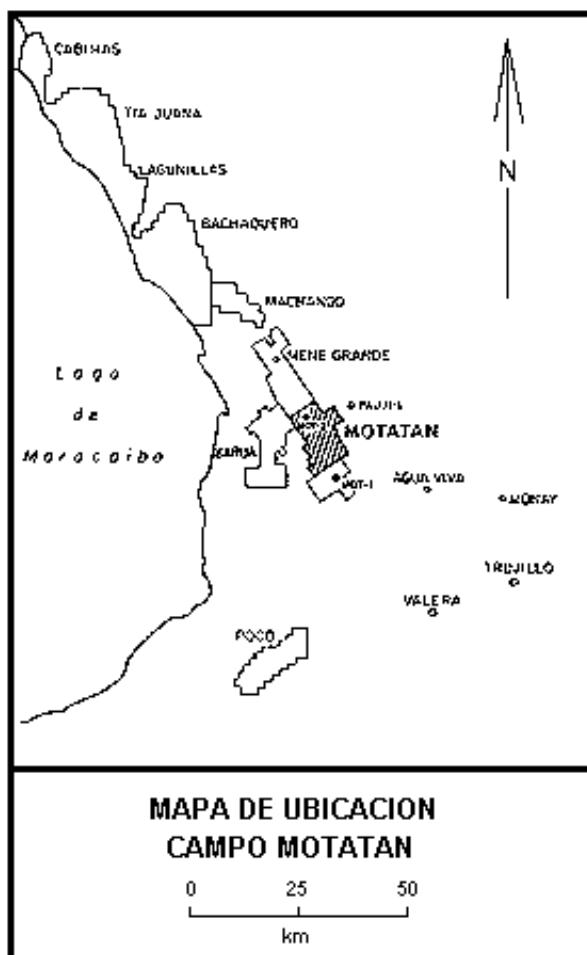
Campo Motatán

El campo Motatán se encuentra ubicado ocho kilómetros al sureste de Mene Grande, sobre el mismo alineamiento fallado. El extremo sur está en el Estado Trujillo.

En 1912 el Dr. Ralph Arnold informaba a la empresa The Caribbean Petroleum Company, subsidiaria de General Asphalt Company y más tarde parte del Grupo Shell, la existencia de grandes manaderos de petróleo y gas en el área de Río Paují, dentro de la extensa Concesión Tregelles, recomendando adquirir parcelas de explotación con una milla de longitud sobre la nariz de un pliegue inclinado noroeste-sureste.

En 1923 la New England Oil Corporation perforó en la zona más al este los pozos de Río Paují en base a manaderos de petróleo, probando 150 B/D de crudo del Terciario superior en el pozo Río Paují-2 (1.245').

Pero fue en Julio de 1952 cuando la Creole Petroleum Corporation descubrió el campo Motatán con el pozo MOT-2 (9.446) en la estructura que revelaba el levantamiento sismográfico.



Estratigrafía: La estratigrafía del campo Motatán se conoce mediante los pozos perforados. MOT-3D llegó hasta 15.927' en la Formación Misoa.

El área estaba comprendida durante el Eoceno inferior dentro de un complejo deltáico, que grada hacia el norte y noroeste a un ambiente-marino litoral, desarrollando relleno de canales fluviales y barras de meandro.

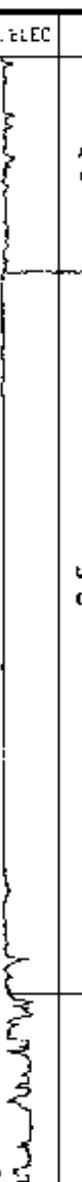
La columna estratigráfica del campo Motatán comienza en los pozos con la sucesión de lutitas homogéneas y delgadas areniscas turbidíticas del miembro Trujillo (Eoceno inferior) de la Formación Misoa. Continúa (Eoceno medio) con una alternancia de

gruesos paquetes de arenas cuarcíticas y lutitas laminares de Misoa, depositadas en ambientes marinos de poca profundidad con frecuente influencia salobre.

A continuación yace, concondante sobre Misoa, la Formación Paují (Eoceno medio), constituida por un espeso intervalo lutítico que alcanza en el pozo MOT-8 los 5.766'. Hacia su base aparecen capas de arena de grano fino, limolítica, dura, petrolífera, que en el domo sur llegan a 150' de espesor y se conocen como yacimiento AB.

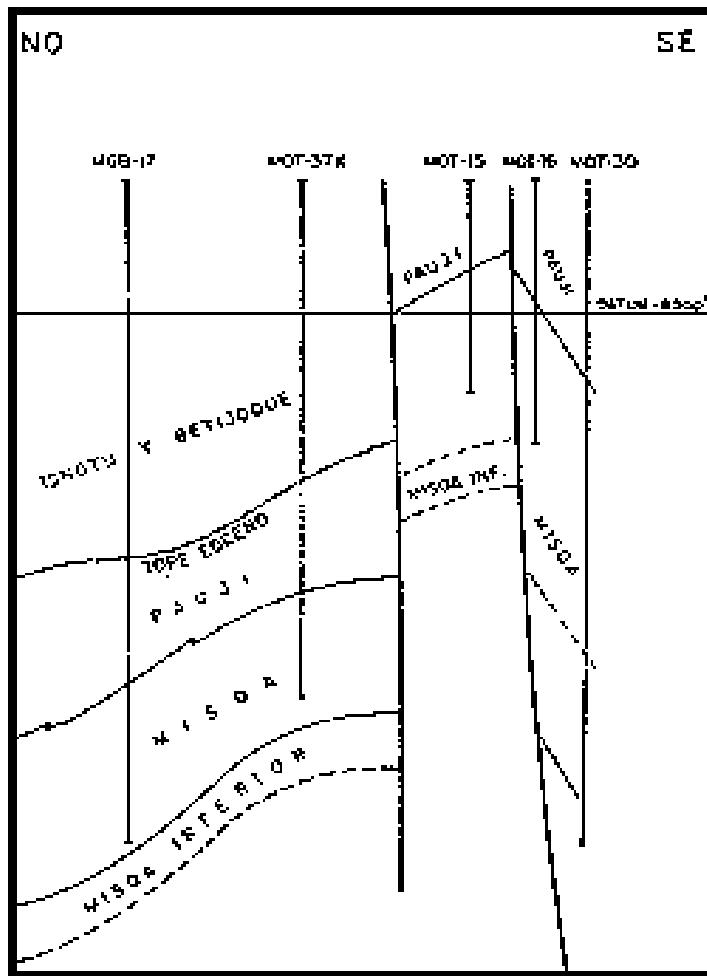
Sobre Paují, erosionado, se encuentran arcilitas, areniscas y gravas de las formaciones Isnótú y Betijoque (Mioceno superior-Plioceno), y gravas y conglomerados de la Formación Carvajal (Pleistoceno).

PERFIL ELECTRICO CAMPO MOTATAN

EDAD	FORMA	PIES	PERF. ELEC	DESCRIPCION
MIOCENO SUPERIOR - PLIOCENO	ISNOTU-BETIJOQUE	6600'		ARCILLAS CON ARENAS Y GRAVAS
EOCENO MEDIO	PAUJÍ	2676'		LUTITA CON CAPAS DELGADAS DE ARENA LIMOLITICA.
MIOSA	MISOA	1711'		ARENISCA CUARZOSA INTERESTRATIFICADA CON LUTITAS MUY DURAS

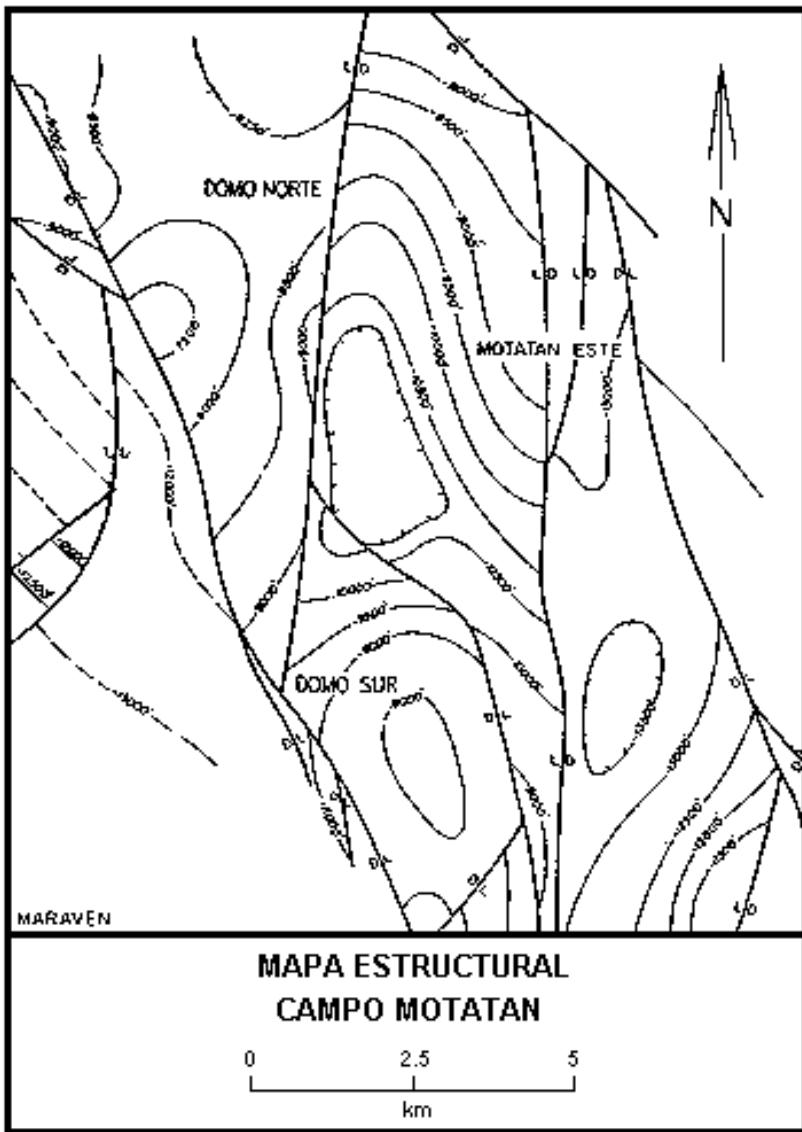
Estructura: La estructura del campo Motatán comprende domos alineados en dirección nortesur, limitados al oeste por una falla inversa de dirección noroeste y buzamiento este, que se continúa con la falla Paují-San Juan. Otra falla inversa principal, subparalela, con buzamiento oeste, se encuentra en el sector oriental. Una falla secundaria trasversal, normal, de rumbo norte-sur, deriva del sistema principal.

SECCION ESTRUCTURAL CAMPO MOTATAN



El campo está integrado por los domos norte, sur y este. Los domos norte y sur están separados por una depresión fallada. Dada la posición de los domos de Motatán, se asume que la falla principal es trascurrente, asociada con la de Mene Grande, con desplazamiento del bloque oriental hacia el norte.

Los sectores Motatán Norte, Centro y Sur son domos adyacentes a la falla oeste y a la falla central. El sector Motatán Este es un bloque fallado al este de Motatán Norte, cerrado al norte por barrera de permeabilidad.



Producción: El pozo descubridor, Motatán-2 produjo 1.440 B/D de las arenas de Misoa.

La producción actual se obtiene en el domo Sur de la arena basal de la Formación Paují (22° API), y de las arenas de la Formación Misoa (21-24° API) en los domos Norte, Centro y Sur. En el domo Norte no se encuentra la arena inferior de Paují. En los otros domos, dentro de la sección penetrada, Misoa puede dividirse en dos intervalos separados por lutitas; el inferior presenta arenas más gruesas y masivas; los dos intervalos son productores.

El entrampamiento del petróleo en los yacimientos eocenos es esencialmente estructural en el área de Motatán, limitado a las estructuras dómicas.

Campo de Mauroa

Los campos El Mene, Media y Hombre Pintado se agrupan conjuntamente como Campos de Mauroa. Se encuentran al oeste del Estado Falcón, en el límite con el Estado Zulia. El Mene dista 62 km al este de Maracaibo; Media y Hombre Pintado, 5y 18 km al noreste de El Mene.



La concesión "Bernabé Planas" para la explotación de asfalto y petróleo, adjudicada en 1907 por el Ejecutivo Nacional cubría el Distrito Buchivacoa del Estado Falcón, donde se conocían grandes manaderos activos de petróleo, principalmente en el área de El Mene.

La primera investigación geológica fue realizada en 1912 por E. H. Cunningham Craig y G. W. Halse, de la Trinidad Petroleum Development Company, Ltd. Ese mismo año la concesión fue adquirida por la British Controlled Oilfields, Ltd.

La perforación en Mauroa comenzó en 1920, y para 1930 se habían perforado 279 pozos. El equipo de percusión demostró gran utilidad en la ubicación de las zonas petrolíferas

que, en ausencia de perfilaje eléctrico, hubiera requerido en cada pozo a perforación rotatoria un excesivo corte de núcleos o un extenso programa de pruebas de producción.

El campo El Mene fue descubierto en 1921 por la British Controlled Oilfields con el pozo El Mene-1 (3.100') al perforar buzamiento abajo de los indicios superficiales. Fue seguido por el campo Hombre Pintado (1926) y el campo Media (1929; 2.700').

Las tres áreas fueron desanrolladas de manera intensiva por la British hasta 1952, cuando son adquiridas por la Talon Petroleum, C.A., quien recibió una disminución considerable de la regalía e impuestos nacionales en vista del avanzado agotamiento de los yacimientos. De 1953 a 1957 se perforaron los últimos pozos de los campos de Mauroa.

CAMPOS DE MAUROA									
PERFIL ELECTRICO COMPUESTO									
TIPO	FORMACION	EDAD	PERFIL ELECTRICO	DESCRIPCION	TIPO	FORMACION	EDAD	PERFIL ELECTRICO	DESCRIPCION
MIOCENO SUPERIOR	LA PUERTA	4.500'		ARCILLAS GRISAS, CAPAS PODEROSAMENTE DESARROLADAS DE ARENA VENECIANAS Y GUIJARROS. ALGUNOS LIGNITOS.	MIOCENO	MIOCENO INFERIOR	4.500'		LUTITAS INTERCALADAS CON CAPAS DELGADAS DE ARENISCAS Y CALIZAS. ALGUNAS CAPAS DE CARBON LIGHTICO.
MIOCENO	AGUA CLARA				EOCENO	PAUJÍ	Agua		PRINCIPALMENTE LUTITA. CAPAS DE LUTITA ARENOSA.

Estratigrafía: La columna conocida en los pozos comienza con la Formación Paují (Eoceno superior), constituida esencialmente por lutitas y ocasionales secciones arenosas delgadas.

Los movimientos orogenéticos del Caribe con movimientos incipientes de los Andes y Perijá confinan el mar hasta un golfo limitado al norte por la elevación de Aruba, Curazao

y Bonaire, en el oeste del Zulia por una plataforma de erosión, y al sur por el cabalgamiento de las capas de Matatere durante el Eoceno medio.

Sobre una notoria discordancia, que señala la erosión a finales del Eoceno, la cuenca comienza a llenarse con sedimentos marinos que alcanzan su máximo desarrollo en el intervalo entre el Eoceno y el comienzo del Mioceno inferior. La Formación Agua Clara (Mioceno inferior tardío) muestra lutitas interestratificadas con capas delgadas de calizas, lignitos y lentes de arena que hoy aparecen con buzamiento fuerte de hasta 45°.

Una prominente discordancia angular separa en el Mene y en Media la Formación Agua Clara de la Formación La Puerta (Mioceno superior), secuencia continental de suave inclinación.

En Media y Hombre Pintado la Formación Cerro Pelado (Mioceno medio), de ambiente costero-deltáico con intervalos paludales, se encuentra entre las formaciones Agua Clara (infrayacente concordantemente) y La Puerta (suprayacente, en discordancia).

Intensos movimientos tectónicos del Mioceno superior invierten la cuenca terciaria de Falcón y hacen subir las rocas más antiguas en el centro de la cuenca. En la cumbre de la estructura de Hombre Pintado aflora la Formación Agua Clara; en El Mene y Media, la Formación La Puerta. En El Mene está ausente la Formación Cerro Pelado, como indicación de estos fuertes movimientos del Mioceno.

POZO QMC-1X ESTRATIGRAFIA				
ESTRATIGRAFIA		LITOLOGIA	PROF.	DESCRIPCION
FORM.	EDAD			
MISDA	?	SECCION SUPERIOR ARCILLOSA		ARCILLAS Y ARENAS GRADANDO HA- CIA LA PARTE INFERIOR A CAPAS DE ARENA Y LUTITA.
MARCA- LINA	?	SECCION INFERIOR ARENOSA		INTERESTRATIFICACION DE ARENISCAS Y ARCILLAS CON NUMEROSEAS CAPAS DE CARBON EN LA PARTE INFERIOR.
COLON	?	EOCENO		
SOCUY LA LIMA	?	OCENO		
COGOLLO	INFERIOR	CRETACEO		
MAZAMIENTO CRISTALINO	PRE-CRETACIO			

Estructura: La cuenca de Falcón sufrió en el Terciario el desplazamiento, en dirección este-oeste, de la placa tectónica del Caribe respecto a la placa de Suramérica. En la región occidental de la cuenca el movimiento transpresional se manifiesta por tres fallas

transcurrentes dextrales principales, la falla Oca-Chirinos, la falla de El Mayal y la falla de Ancón de Iturre, que hacia el oeste convergen en la depresión de El Tablazo.

La falla Oca-Chirinos separa en Falcón occidental dos regiones diferentes: un área al norte de la falla, Bloque Dabajuro, que se extiende hacia el Golfo de Venezuela, y un área al sur hasta el frente de montañas.

El área del norte se muestra con características de una sedimentación tranquila y de poca actividad tectónica, con excepción de la parte este donde se desarrolla un sistema de fallas normales.

El área al sur muestra rasgos de una actividad tectónica mayor, causada por desplazamiento lateral. Comprende los Bloques El Mayal, Santa Cruz, Cocuiza. En El Mayal se encuentra el campo Tiguaje, y en Santa Cruz los campos de Mauroa.

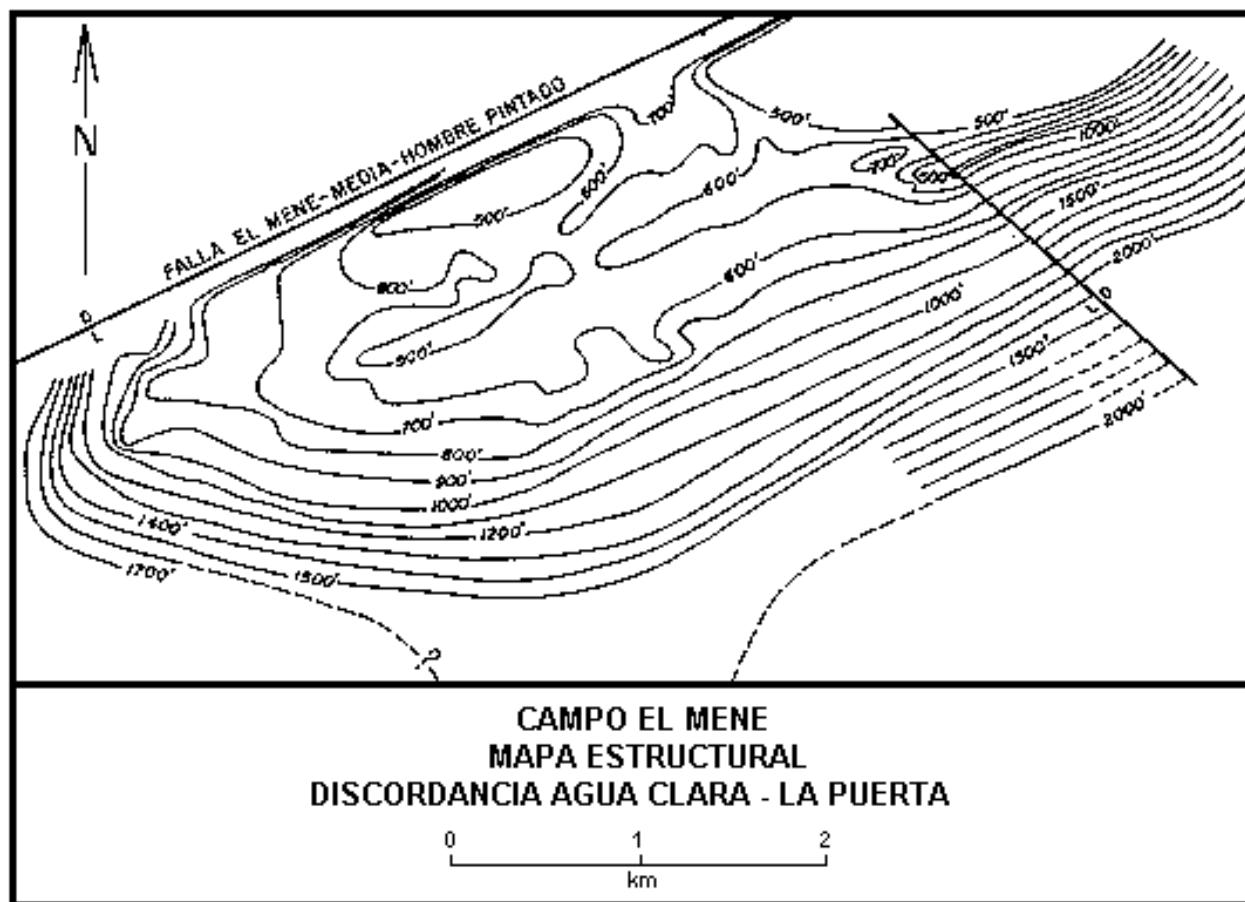


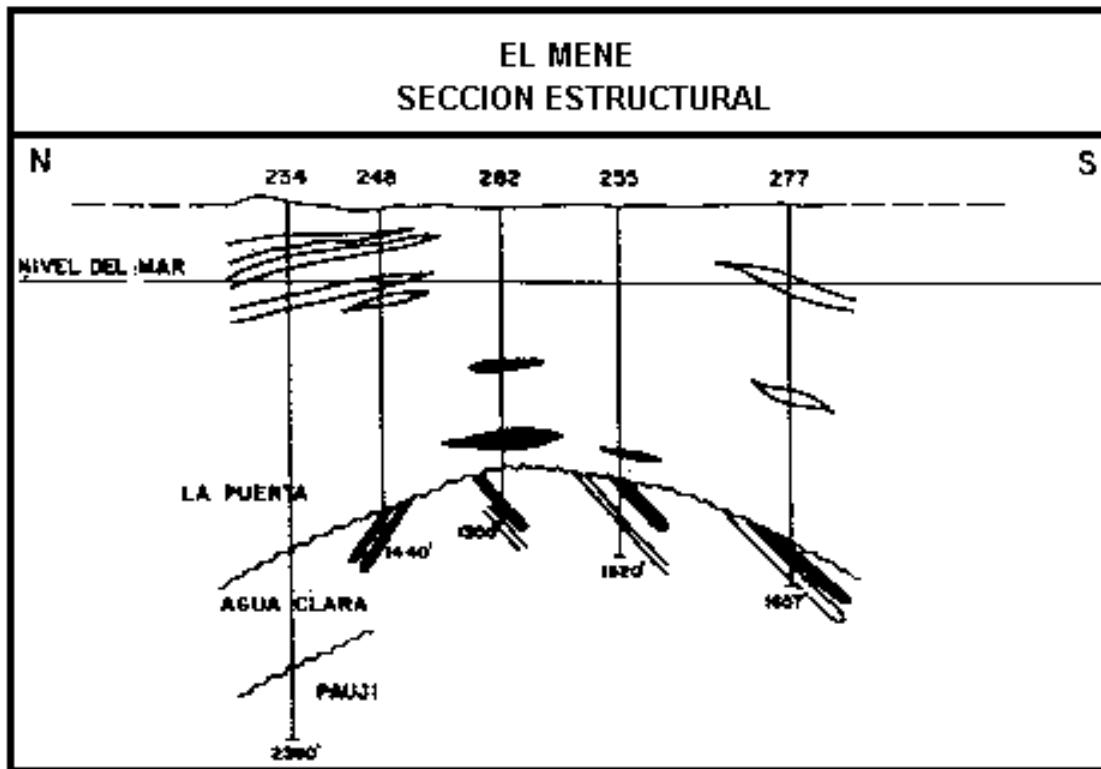
El Bloque Santa Cruz se extiende en dirección Este Oeste y está limitado al norte y al sur por las fallas de El Mayal y Ancón de Iturre. En el extremo sureste del Bloque se encuentran los campos El Mene, Media y Hombre Pintado.

La estructura dominante en el Bloque Santa Cruz son pliegues anticlinales suaves que se reflejan sobre el Mioceno superior (Formación La Puerta), y una gran falla normal NE-SO de buzamiento norte casi vertical, con desplazamiento de unos 4.000 a 6.000'. Los campos de Mauroa se encuentran asociados a esta falla.

La estructura de El Mene es un anticlinal asimétrico, con su flanco más inclinado al norte, donde está cortado por la gran falla longitudinal.

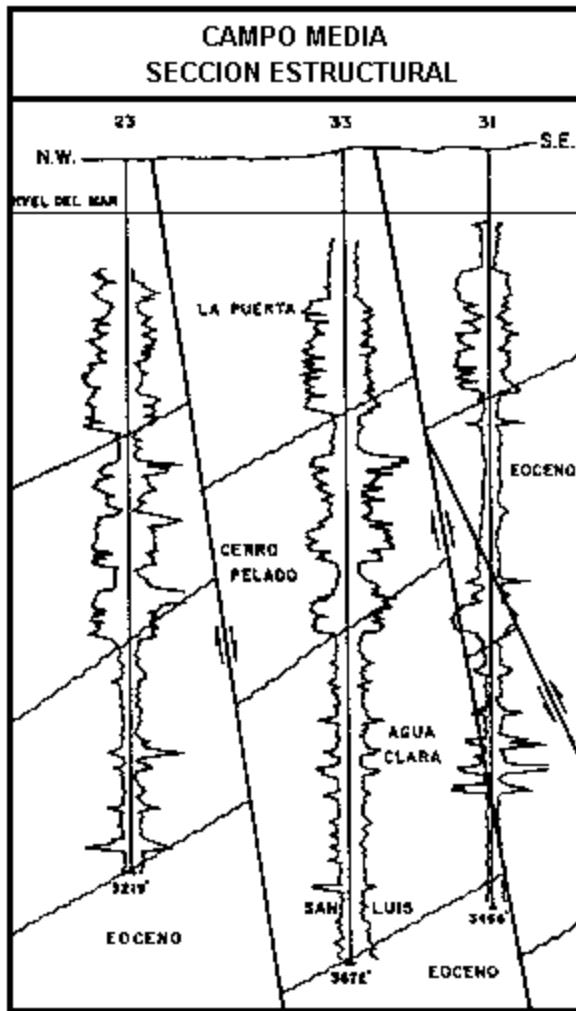
En Hombre Pintado el anticlinal de la Formación Agua Clara se encuentra entre dos bloques eocenos levantados.





Producción: En El Mene la acumulación está asociada con las discordancias existentes entre el Eoceno y la Formación Agua Clara, y entre Agua Clara y la Formación La Puerta. El petróleo se encuentra: 1) en algunos lentes de arena de la Formación La Puerta, (Mioceno superior); 2) encima y debajo de la discordancia que separa las capas de La Puerta de los estratos muy deformados y fallados de la Formación Agua Clara (Mioceno inferior tardío); 3) en arenas de Agua Clara hasta 600' bajo la discordancia.

Los yacimientos de la Formación La Puerta son auténticos lentes de arena; las capas en el flanco norte tienen escasa comunicación entre sí y están casi completamente aisladas de las del flanco sur por una zona media arcillosa. Los yacimientos de la Formación Agua Clara son capas continuas en las cuales el límite inferior de la sección productora es un contacto agua-petróleo.



El espesor de las arenas petrolíferas varía de 10' hasta 40' y tienen poca extensión. La profundidad promedio de la zona productora es de 800'.

El Eocene ha mostrado indicios de petróleo, pero no se obtuvo producción. En 1949 se perforó, sin éxito, un pozo cretácico.

La producción de Media está confinada a una franja en la cumbre de la estructura, con dos kilómetros de largo por un kilómetro de ancho, en acumulación contra la falla principal.

El intervalo productivo se encuentra encima y debajo de la discordancia La Puerta-Agua Clara. Al sur del campo los pozos penetraron un bloque eoceno petrolífero sobre capas más jóvenes que continúan nuevamente en sedimentos eocenos. La sección productora se encuentra a los 3.000'.

En Hombre Pintado las arenas petrolíferas superiores están relacionadas con una probable discordancia intraformacional de la Formación Agua Clara. La producción

inferior, 1.000' más abajo, se presentan en condiciones similares pero en arenas de mayor buzamiento. Produce la Formación Agua Clara, que se perfora a profundidad de 1.800'.

Todo el crudo obtenido en Mauroa es de base parafínica.

Algunas trampas antiguas pueden haberse roto por tectónica reciente, y El Mene, Media y Hombre Pintado pudieran ser un remanente de lo que fue una gran acumulación petrolífera en toda el área.

El Mene alcanzó la producción máxima en 1925 (7.400 B/D). La gravedad del crudo es de 32-34° API.

Media obtuvo su mayor rendimiento en 1933 (4.000 B/D). La producción se cerró en 1943 y se reanudó en 1951. La gravedad es de 33-34° API.

Hombre Pintado llegó en 1940 a 1.860 B/D. La gravedad, 25° API.

Durante su larga vida productiva, los yacimientos han probado los métodos convencionales de producción: flujo natural, levantamiento por gas y por aire, bombeo mecánico. Los informes de producción mencionan además, para 1937, una inyección de gas en las arenas de El Mene y Media.

Los campos fueron desarrollados de manera tan intensiva que la densidad de pozos perforados cubre el área probada dentro de las concesiones de Mauroa. El agotamiento llega al 96-99%. La complejidad de las estructuras y la corta extensión de los yacimientos no hace atractiva la perforación adicional o proyectos de recuperación secundaria.

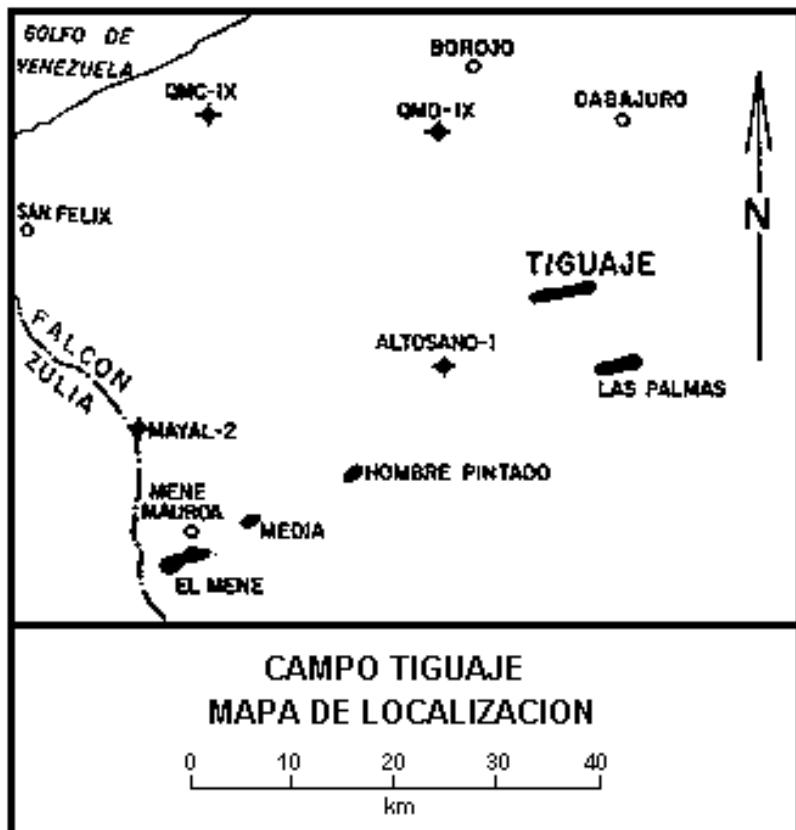
Campos de Mauroa			
Estado de los pozos			
Pozos	El Mene	Media	H. Pintado
Perforados	436	42	83
Abandonados	399	27	35
Petróleo	14	1	26
Gas	1	7	1
Agotados (petróleo)	8	3	21
Agotados (gas)	14	4	-
Ultima Produc. B/D/Pozo	11	10	12
Gravedad API	32°-34°	33°-34°	25°
Profundidad Promedio	1.000'	3.000'	2.200'

Campo Tiguaje

Tiguaje está situado en la región de Dabajuro, Estado Falcón, 40 km al noreste de los Campos de Mauroa.

El petróleo fue descubierto en 1953 con el pozo Tiguaje 1-1, de la Texas Petroleum Company. El pozo fue ubicado según indicaciones de geología de superficie y produjo crudo de 29° API.

Varios pozos habían sido perforados sin éxito en el área durante el lapso 1921-1936.



Estratigrafía: Las formaciones Agua Clara (Mioceno inferior tardío), Cerro Pelado (Mioceno medio) y las eocenas y cretácicas se agruparon operacionalmente como Pre-La Puerta. Agua Clara y Cerro Pelado conforman una sección de lutitas con areniscas intercaladas, discordante sobre estratos de edad eocena, probablemente Formación Paují, en el lado deprimido de una falla longitudinal; en el bloque levantado, el Grupo La Puerta (Mioceno medio a superior) es discordante sobre una secuencia espesa de lutitas, determinada tentativamente como equivalente de la Formación Colón (Cretáceo superior).

En el Alto de Dabajuro la sedimentación del Mioceno medio-Mioceno superior comienza con ambientes costeros poco profundos que rápidamente pasaron a continentales.

El Grupo La Puerta, de ambiente costero somero, se depositó, en discordancia, sobre las formaciones más antiguas. Es un intervalo de lutitas con 3.000 pies de espesor, que en el sector oriental del campo Tiguaje muestra un notable desarrollo de arenas basales, espesas y permeables.

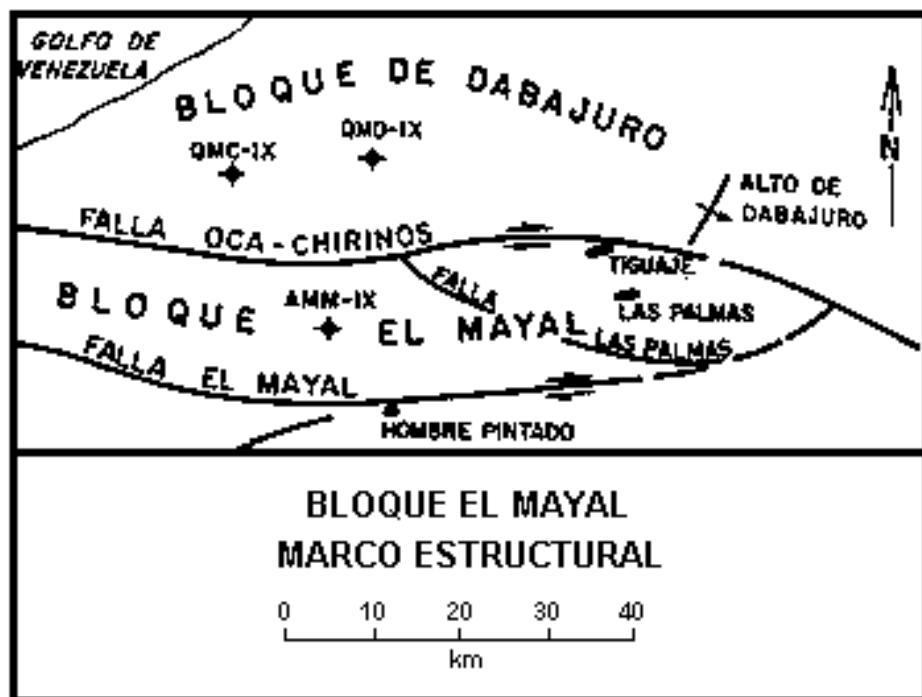
SECCION ESTRATIGRAFICA DE FALCON OCCIDENTAL				
EDAD		FORMACION		LITOLOGIA
PLIOCENO		SAN GREGORIO		SEMIENTOS CONTINENTALES
O Z W C O — M	SUPERIOR	GRUPO LA PUERTA	CODORE URUMACO SOCORRO	ARENISCAS CUARCIFERAS CON ARCILLAS, LIMOLITAS. ARGILITAS CARBONACEAS
		CERRO PELADO		ARENISCAS/ARCILLAS
		AGUA CLARA		ARENISCAS
		PARAISO		ARENISCAS
		DRRUGUARA CASTILLO	PECAYA	ARENISCAS LIMOLITAS
	OLIGOCENO			
		PAUJI		LUTITAS
	EOCENO SUPERIOR	MARCELINA		ARENISCAS/LUTITAS
		GUASARE		CALIZAS
	CRETACEO	COLON		LUTITAS
		LA LUNA		CALIZAS NEGRAS ORGANICAS
		MARACA		CALIZAS FOSILIFERAS
		OGOLLO LISURE		CALIZAS
		APON		CALIZAS
		BASAMENTO		ROCAS IGNEAS Y METAMORFICAS

Estructura: El patrón estructural de la región occidental de Falcón sigue una dirección ENE dominante, que se manifiesta en numerosos pliegues y fallas que dan lugar a estructuras de rumbo noreste-suroeste, generalmente con el ala sur de escasa inclinación y un costado norte de fuerte pendiente, fallado y hasta volcado. Las fallas mayores son longitudinales, inversas y de buzamiento sur.

El campo Tiguaje se encuentra en el Bloque El Mayal, inmediatamente al sur del Bloque Dabajuro, del cual está separado por la zona de fallamiento Oca-Chirinos.

La estructura es un anticlinal menor de rumbo este-oeste, con un flanco meridional de suave pendiente y el flanco norte con alto buzamiento. Presenta en la cumbre fallamiento inverso longitudinal inclinado al sur, que se complementa con un sistema secundario de fallas normales noroeste-sureste, que corta el flanco sur y desarrolla una "estructura floral". La falla Las Palmas marca el límite sur del anticlinal.

La falla al norte de Tiguaje ha sido considerada como la extensión al este del sistema Oca-Chirinos. La falla preserva al sur la columna estratigráfica del Eoceno y el Mioceno, cubierta por los sedimentos más jóvenes del Grupo La Puerta, mientras que al norte de la zona fallada no se halla evidencia de las formaciones del Paleoceno-Eoceno.

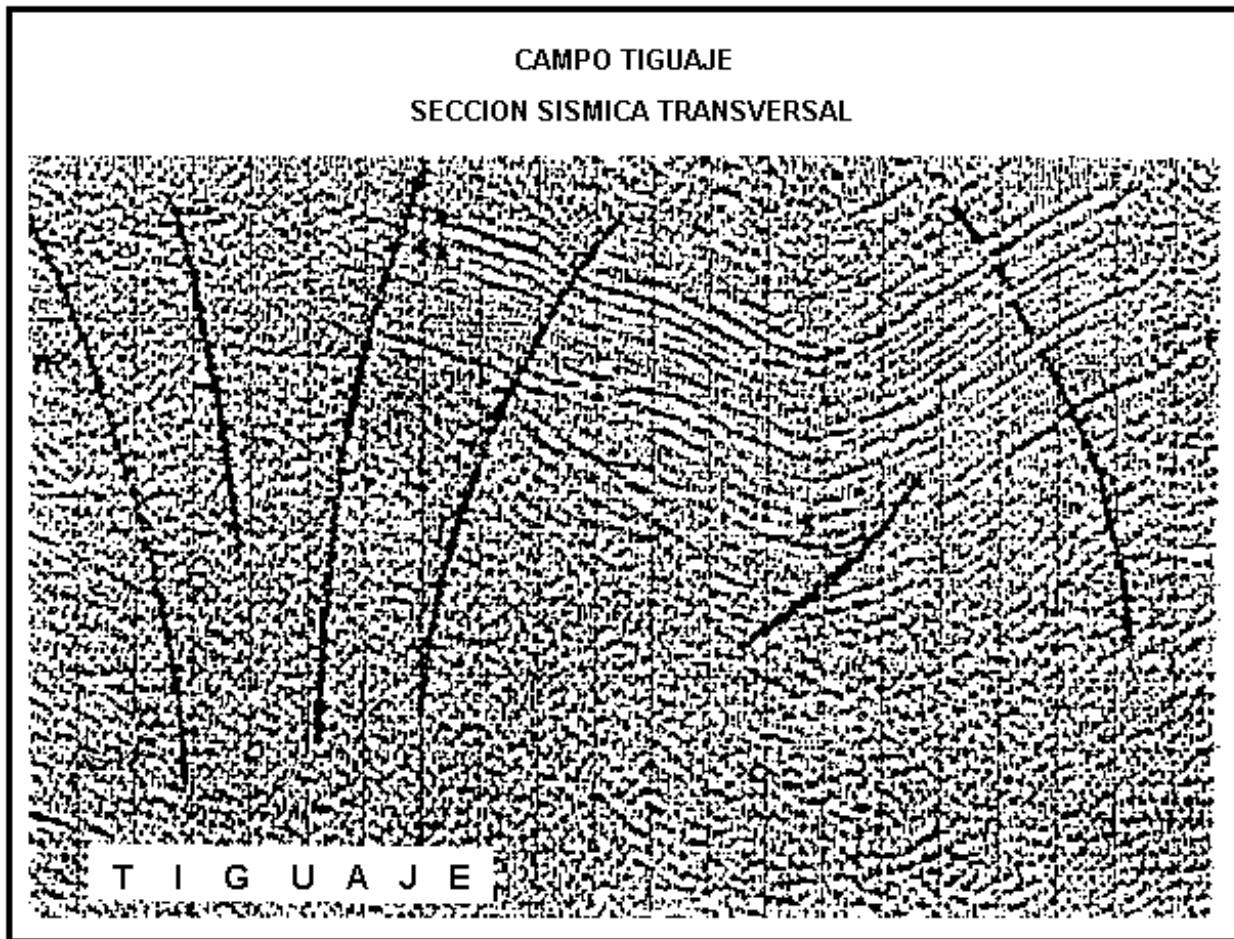


Producción: La sección productora es un paquete de lentes de arena desarrollado en el conjunto lutítico basal del Grupo La Puerta. Producen cantidades menores de petróleo otras arenas lenticulares de la sección alta de La Puerta y algunas arenas por debajo de la discordancia.

El crudo obtenido es altamente parafínico, con 23-32° API. La profundidad promedio es de 2.600-3.000 pies.

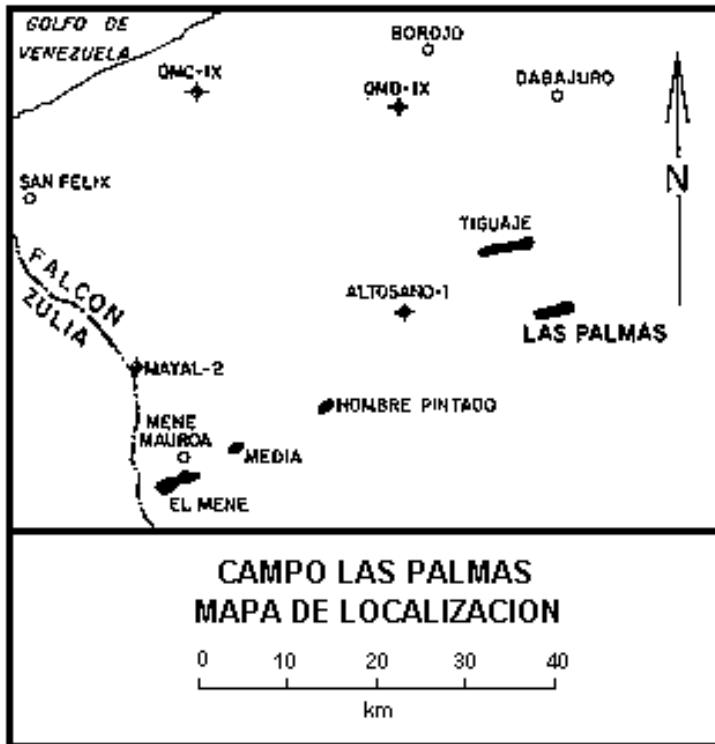
Desde 1953 hasta 1971 se perforaron 34 pozos, que acumularon 9.200.000 barriles de petróleo. El agotamiento se calculó en 88%.

En Marzo de 1983 Maraven perforó y probó un pozo exploratorio, TIG-42X, con crudo de 42° API, en la Formación La Puerta (4.513' de profundidad).



Campo Las Palmas

El campo Las Palmas, 10 km al sureste de Tiguaje, fue descubierto en 1928 según indicaciones de geología de superficie, en concesiones de la British Petroleum Company transferidas a la Standard Oil Company of Venezuela. Se perforaron trece pozos.



Estratigrafía: En la base de la sección perforada se encontraron arcillas, arenas y conglomerados de la Formación Castillo (Oligoceno y Mioceno inferior) de ambiente somero costero y continental, que contiene las arenas denominadas localmente Patiecitos y las arenas de Monte Claro ("Arenas Superiores").

Continúa la estratigrafía con la Formación Agua Clara (Mioceno inferior tardío), de aguas moderadamente profundas a someras, concordante y transicional, unidad lutítica con arenas limosas o calcáreas intercaladas, que incluye las arenas de Las Palmas.

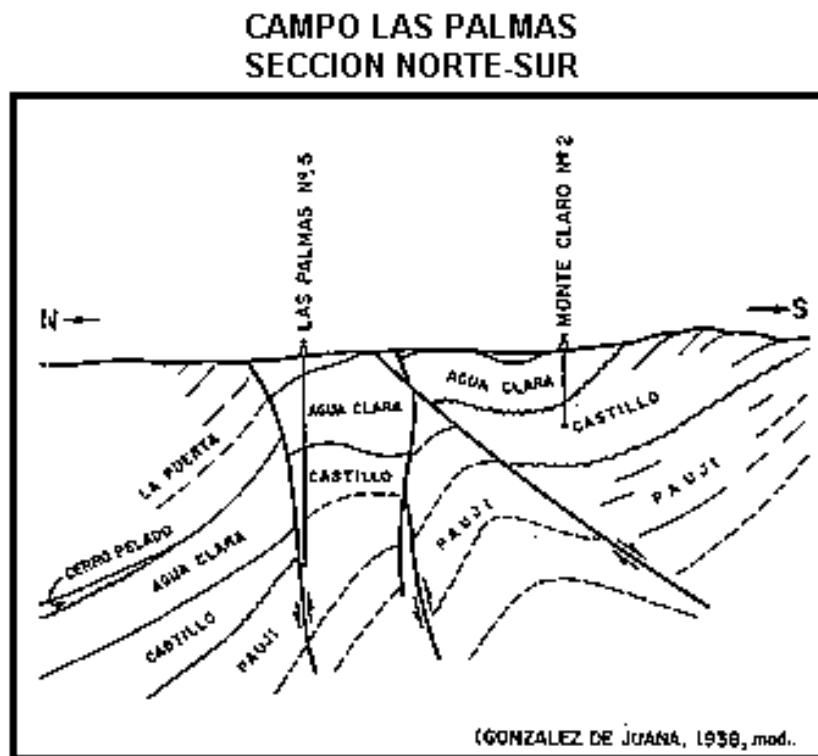
Sobre Agua Clara, sigue el Grupo La Puerta (Mioceno medio y superior), de lutitas con areniscas y arcillas de ambiente piemontino y continental a somero costero.

Al noroeste de los campos Tiguaje y Palmas, separados por la falla Oca-Chirinos y en el sector más alto del Bloque Dabajuro, la interpretación sísmica muestra dos elevaciones estructurales en donde Maraven perforó dos pozos profundos, QMC-1X (1979) y QMD-1X que encontraron un Basamento que parece tener relación genética con el de La Paz-Mara, y una secuencia cretácica muy similar a la de los campos productores al oeste de la Cuenca de Maracaibo. QMC-1X alcanzó el Paleoceno a 9.240', las calizas cretácicas a los 12.377' y el basamento ígneo a 14.800'.

El pozo QMD-1X indicó que durante el Paleoceno se depositaban en el sector sedimentos de la Formación Guasare, mientras que en las áreas vecinas se encuentra una litología tipo Marcelina. La columna estratigráfica suprayacente es muy completa y

permite su división en las unidades formacionales asignadas a la región central de Falcón.

El pozo QMD-1X señala una sedimentación oligo-miocena al sur y sureste de la Plataforma de Dabajuro, representada por las formaciones Castillo y Paraiso, en facies más marinas que en la región de Dabajuro.



Estructura: En Las Palmas se refleja la estructura regional al sur del levantamiento de Borojó, donde aflora el Eoceno medio demarcando un anticlinal de rumbo noreste-suroeste, relativamente estrecho y de buzamiento apretado. En el flanco norte se presentan dos elevaciones estructurales menores; en la más septentrional se perforaron los pozos de Las Palmas. Las estructuras están cortadas por fallas longitudinales, y en el extremo oriental por una falla transversal que limita el levantamiento.

La falla Las Palmas, casi vertical y con buzamiento norte, sube en el bloque sur la Formación Agua Clara hasta colocarla al nivel del Grupo La Puerta, que aflora al norte.

Producción: Los intervalos petrolíferos se encuentran en la arena Patiecitos, de la Formación Castillo. "Las Arenas Superiores" o arenas de Monte Claro (Formación Castillo) y las arenas de Las Palmas (Formación Agua Clara) mostraron petróleo, sin producción comercial. Las operaciones en el campo Las Palmas cesaron en 1930.

Campo El Mamón

El Mamón se encuentra situado 5 km al norte de la población de Urumaco, en el área intermedia entre los campos petrolíferos del occidente de Falcón (El Mene, Media, Hombre Pintado, Tiguaje, Las Palmas) y los del este (Cumarebo, La Vela, Mene de Acosta). Estudios geológicos y geofísicos revelaron la estructura, y el petróleo fue descubierto en 1926 por el pozo Mamón-1A de la empresa Richmond Exploration Company, que continuó la perforación hasta el pozo Mamón-6. Traspasado el campo a la Coro Petroleum Company, se perforaron ocho pozos adicionales.



Estratigrafía: En la estructura de El Mamón aflora la Formación Urumaco, (Mioceno medio y superior) seguida por la Formación Codore (Mioceno superior).

El pozo Mamón-14 alcanzo facies costeras de lutitas y areniscas ligníticas de la Formación Cerro Pelado (Mioceno medio temprano).

Sobre Cerro Pelado se encuentran, concordantes y transicionales, lutitas, areniscas y calizas de la Formación Socorro (Mioceno medio) y la sección inferior de la formación fluvio-lacustre Urumaco (Mioceno superior y medio) donde aparecen las "Arenas

Mamón", productoras. Estas formaciones, parte inferior y media del Grupo La Puerta, son más marinas que los intervalos equivalentes de la región occidental.

CAMPO EL MAMON CUADRO DE CORRELACION

		FALCON OCCIDENTAL	EL MAMON	FALCON CENTRAL
ESTOCO PUEBLO			SAN GREGORIO	TUCUPIDO - CALUMILAM
O N E C O M I Z E G L	SUPERIOR	GRUPO LA PUERTA	CODORE	LA VELA - EL VERAL
	MEDIO		URUMACO	COROCOROTE CAUJARAQ CUMAREBO EL MUACO
	inferior		SOCORRO	SOCORRO
		CERRO PELADO	CERRO PELADO	CERRO PELADO
AGUA CLARA		AGUA CLARA	AGUA CLARA	AGUA CLARA
CASTILLO				PEDREGOSO
PECAYA		PECAYA		PECAYA - SAN LUIS
EL PARAISO		EL PARAISO	EL PARAISO	EL PARAISO

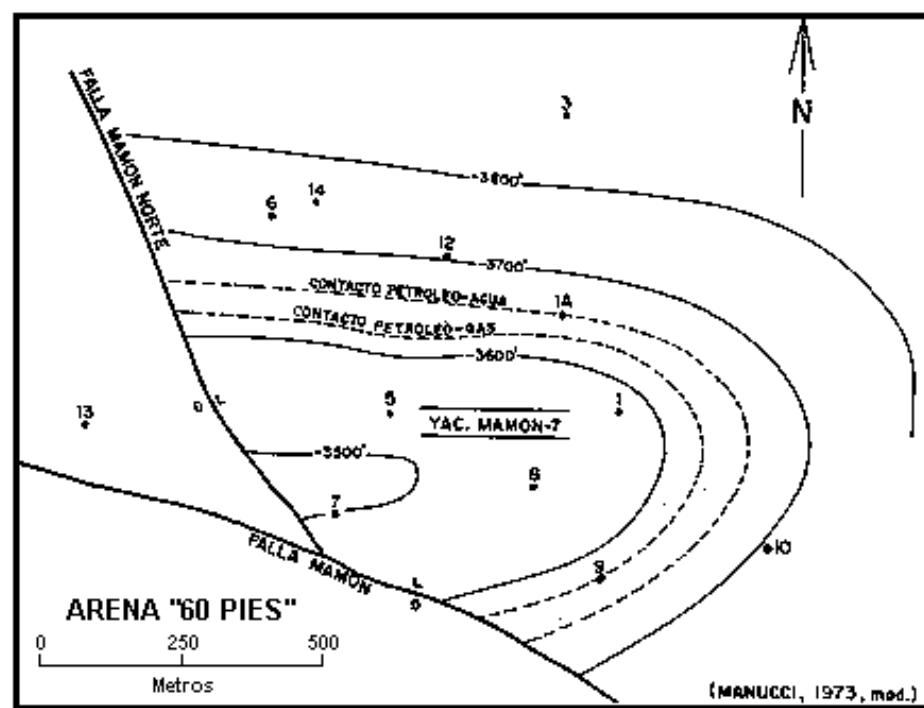
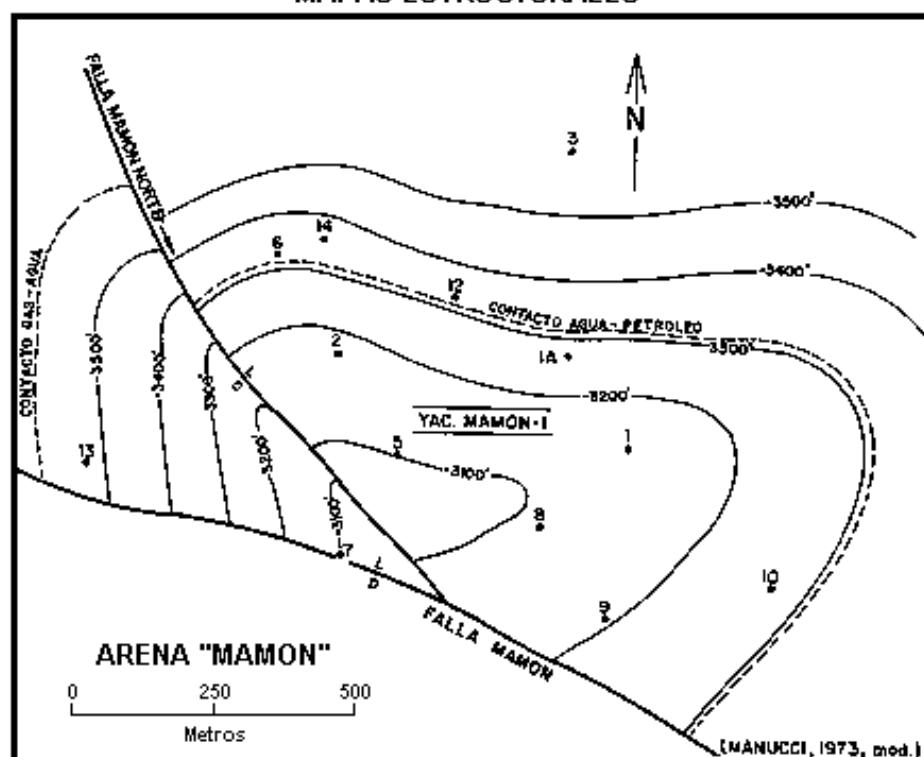
Estructura: El Bloque Dabajuro presenta, en su sector oriental, una nariz estructural con declive al norte, sobre la cual aparece una pequena culminación fallada que ha sido llamada Anticlinal ó Levantamiento de El Mamón.

Esta elevación estructural es un domo alargado de rumbo este-oeste asociado a una falla normal principal de dirección este y buzamiento sur (falla Mamón) que cierra la estructura al sur. Un ramal de la falla principal, denominado Mamón Norte, que se desprende hacia el noroeste, corta transversalmente el domo y divide la arena "Mamón" en dos sectores: Mamón-1 al este, deprimido, en el cual se completaron seis pozos productores de petróleo; y Mamón-7, gasífero, al oeste. A nivel de la arena "60 pies" el yacimiento de gas ocupa al este de la falla Mamón Norte, con un intervalo de petróleo (35') y un contacto agua-petróleo al noreste.

Muy al este de El Mamón, en la Plataforma de Coro y al este de la falla de Sabaneta, se perforó la estructura de Mitare, un anticlinal al oeste de la ciudad de Coro. Es un alto

estructural interpretado por geofísica, alargado en dirección noroeste y limitado lateralmente por una falla normal longitudinal de buzamiento sur. La estructura presenta fallas normales transversales de un sistema secundario.

CAMPO EL MAMON MAPAS ESTRUCTURALES



Arena "Mamón" - Yacimiento Mamón-1

Reservas Orig. de petróleo "in situ"	4.469 MBls
Volumen de gas en sol. "in situ"	1,9 MMpc
Petróleo recuperado	20,5 %
Gas recuperado	70,3 %

Arena "60 pies" - Yacimiento Mamón-7

Volumen de gas "in situ"	1,9 MMpc
Gas recuperado	0,3 MMpc
gas recuperable	3,1 MMpc

Producción: La sección productora está limitada a la parte inferior de la Formación Urumaco, en la cual aparecen las "Arenas de Mamón", con marcada lenticularidad y notables cambios de espesor.

Se encontraron dos intervalos con posibilidades comerciales: la arena "Mamón", petrolífera (31.0-33.4° API), que fue explotada desde el comienzo de las operaciones, y una arena gasífera, denominada "60 pies", que se identificó en el pozo Mamón-7.

Los yacimientos son predominantemente de carácter margoso, y la arena Mamón aparece en los perfiles eléctricos limpia y con un espesor de hasta 120'.

Gas libre se encuentra en las arenas "Mamón" y "60 pies". Los dos horizontes fueron penetrados por el pozo Mamón-7, perforado en la cumbre de la estructura. La arena "60 pies" (2 MMpc/día, 1.200 Ipc) suministró el gas requerido para levantamiento artificial y aún conserva 3.1. MMpc de gas. En la arena "Mamón" se encontró gas libre calculado en 1.1. MMpc.

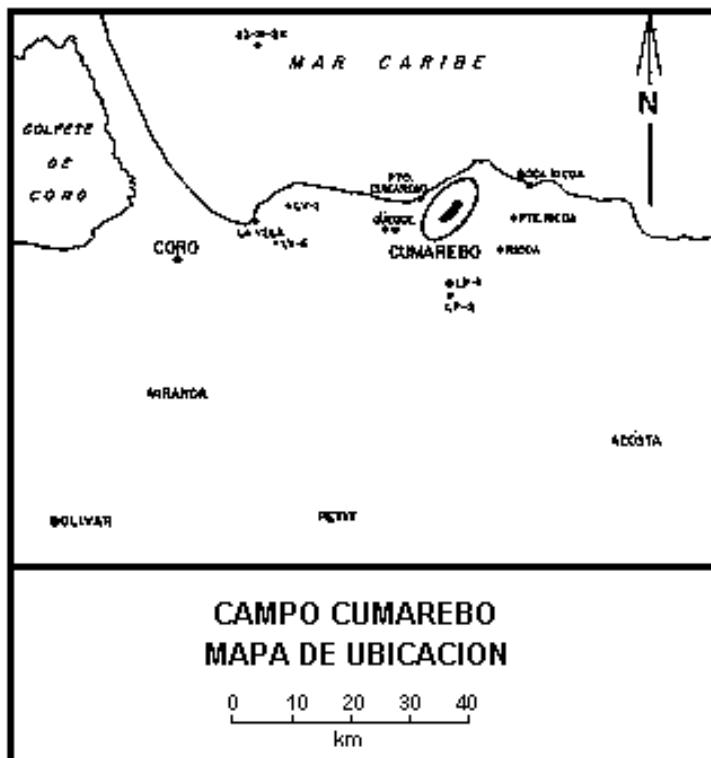
El mecanismo de producción original ha sido mediante expansión de fluidos, y luego por gas en solución hasta la presión de abandono.

El pozo Mamón-8, terminado en Enero de 1953, en la arena "Mamón", produjo un total de 44.000 bbls. de crudo. Se utilizó después como pozo inyector de gas para favorecer el flujo natural del pozo Mamón-9, del mismo yacimiento.

Las operaciones del campo El Mamón cesaron en 1930. La producción acumulada alcanzaba los 400.000 barriles.

Campo Cumarebo

El Campo Cumarebo está situado en el área norte del Estado Falcón, 42 km al este de Coro y 5 km al sur de la costa del Mar Caribe.

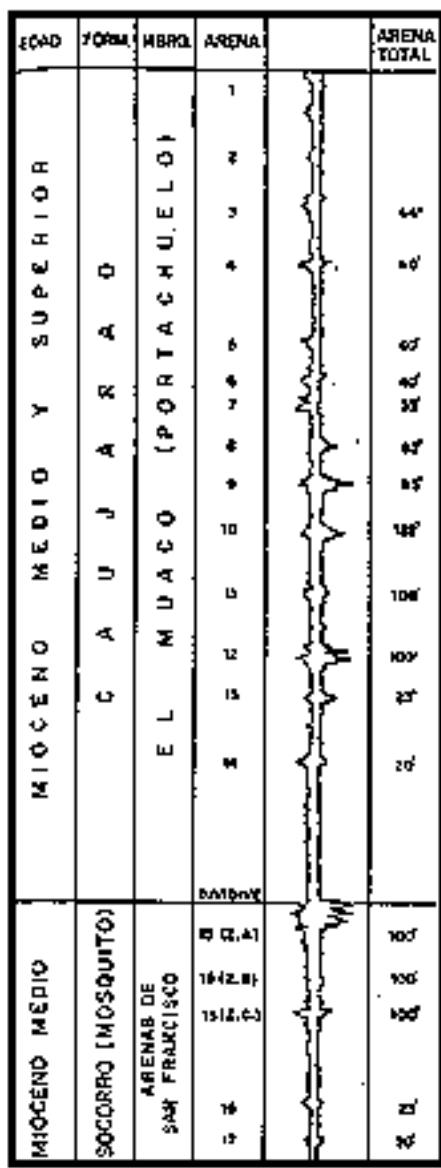


La estructura señalada por geología de superficie y la presencia de un manadero de gas en la cumbre y otro de petróleo en el flanco noroeste, fue delineado en el mapa geológico levantado por la North Venezuelan Petroleum Company, Ltd., para solicitar la concesión, en la cual se asocia en 1930 la Standard Petroleum Company of Venezuela que pasó a ser la operadora a mediados de 1949 la Creole Petroleum Corporation se convirtió en la única propietaria. Desde 1972 el campo ha sido asignado, analizando su reactivación, a la CVP, a Corpoven y a Maraven.

El pozo Cumarebo-1 (CU-1), perforado por recomendación del geólogo H. G. Kugler cerca del manadero de gas, descubrió los yacimientos en 1931. El pozo exploratorio reventó a 627', y al ser dominado se completó a esa profundidad, con producción de 300 B/D (49° API) en la arena-8 de la Formación Cauiarao.

Las actividades alcanzaron su máximo en 1934 cuando se terminaron 26 pozos, y cesaron en 1940. Una reinterpretación geológica hizo reanudar la perforación de avanzada y de desarrollo en 1942, hasta 1954. Del total de 162 pozos de Cumarebo, 14 resultaron productores. Todas las operaciones fueron suspendidas en Septiembre de 1969.

CAMPO CUMAREBO PERFIL ELECTRICO



Un intensivo programa de corte de núcleos se hizo necesario para la correlación litológica y paleontológica hasta 1933, cuando comenzó en el campo el perfilaje eléctrico. Durante 1944 y 1945 se obtuvo el perfil radiactivo de los pozos viejos que se consideraron importantes para la correlación y la interpretación de la estructura.

Estratigrafía: Los afloramientos en el alto de Cumarebo corresponden al Miembro El Muaco (Portachuelo), sección inferior de la Formación Caujarao (Mioceno medio y superior). Hacia la parte sur, tanto en el sinclinal del Cerro de los Indianos como en los flancos de la estructura, aflora el Miembro medio de Caujarao, la caliza de Cumarebo,

que se adelgaza y desaparece al norte en condiciones sedimentarias menos favorables al desarrollo de arrecifes.

A diferencia con otras regiones de Venezuela, en Falcón no se interrumpió la sedimentación en el Eoceno. Mientras que en la Cuenca de Maracaibo y en el Caribe se iniciaba el período de un largo proceso erosivo, en Falcón ocurría el comienzo de una cuenca que más tarde fue retrocediendo progresivamente hacia el norte y el este. La naturaleza y distribución de los sedimentos en el área de Cumarebo señalan esa regresión continuada originada por movimientos orogenéticos en el sur.

CAMPO CUMAREBO CUADRO DE CORRELACION		
EDAD	FALCON OCCIDENTAL	CUMAREBO
O C E N O	GRUPO SAN GREGORIO LA PUERTA	GRUPO CORO TUCUMICO-PITAL CARILAN
M E D I O	URUMACO	LA VELA - EL VERAL
O C E N O	SOCORRO	Corocoro Cumarebo El Muaco
I N F E R I O R	CERRO PELADO	CERRO PELADO
M I O C E N O	AGUA CLARA	AGUA CLARA
O L I G O C E N O	CASTILLO PECAYA	PEXEGOSO PECAYA - SAN LUIS
O L I G O C E N O	EL PARAISO	EL PARAISO

Los ambientes sedimentarios variaron en la zona desde aguas relativamente profundas (Oligoceno tardío) y nerítico (Mioceno) hasta marino somero y litoral (Plioceno) y continental (Cuaternario), con períodos de erosión y de invasión marina desde el Mioceno tardío.

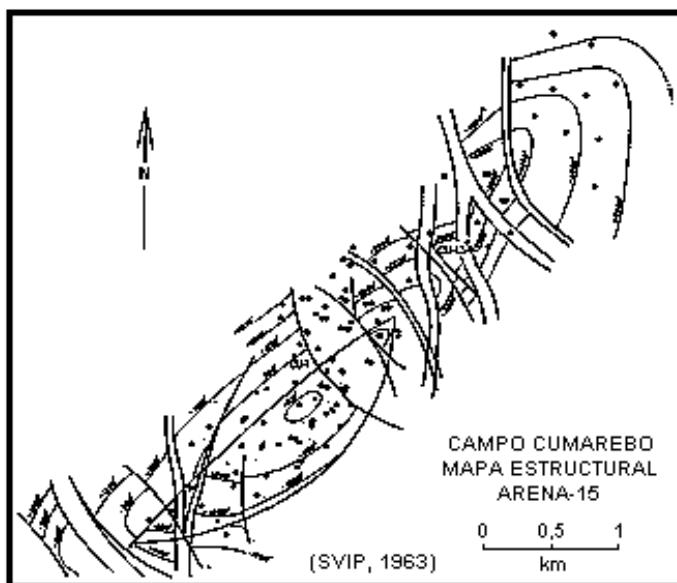
El ambiente mioceno en la región es esencialmente de transición entre la sedimentación típicamente litoral que se observa hacia el oeste y los depósitos batiales del noreste de Falcón. Al occidente de Cumarebo los sedimentos corresponden a facies cercanas a la línea de playa y reflejan sucesivos avances y retiros del mar; hacia el este, los cambios son menos marcados y la sedimentación es esencialmente nerítica en comunicación constante con el mar.

En profundidad, el pozo Las Pailas-1X (9970'), a 17 kilómetros del declive de la Formación San Luis y 9 km al sur del campo, llegó a las calizas cretácicas. Encontró en un anticlinal de modestas dimensiones, un intervalo de calizas y lutitas (125 metros) con areniscas y limolitas delgadas dentro de un abanico turbidítico del Mioceno inferior (la Formación Pedregoso) que conforma una cuña concordante entre la Formación Pecaya infrayacente y la Formación Agua Clara suprayacente. Pasa al oeste a la Formación Castillo; al norte y noreste es equivalente a la Formación San Luis como una facies marginal. Posteriormente, el pozo Las Pailas-2X (Corpoven) confirmó esta condición.

La sección perforada en el campo Cumarebo llega hasta la Formación Socorro (Mosquito) del Mioceno medio, en espesor de hasta más de mil metros, con arcillas más ó menos laminadas, areniscas de grano fino y capas margosas, de aguas calidas y poco profundas. En el tramo superior de Socorro se encuentran intercaladas entre lutitas las llamadas "Arenas de San Francisco".

El Miembro El Muaco (Portachuelo) de la Formación Caujara (Mioceno medio y superior) yace concordante y transicional sobre la Formación Socorro. Está formado por arcillas laminadas, calizas margosas y areniscas cementadas por óxido de hierro. La Formación Caujara presenta en Cumarebo características neríticas.

Estructura: El Campo Cumarebo se encuentra en el sector centro-oriental de la Cuenca de Falcón, al este del anticlinal de La Vela y al oeste de la estructura de Ricoa.

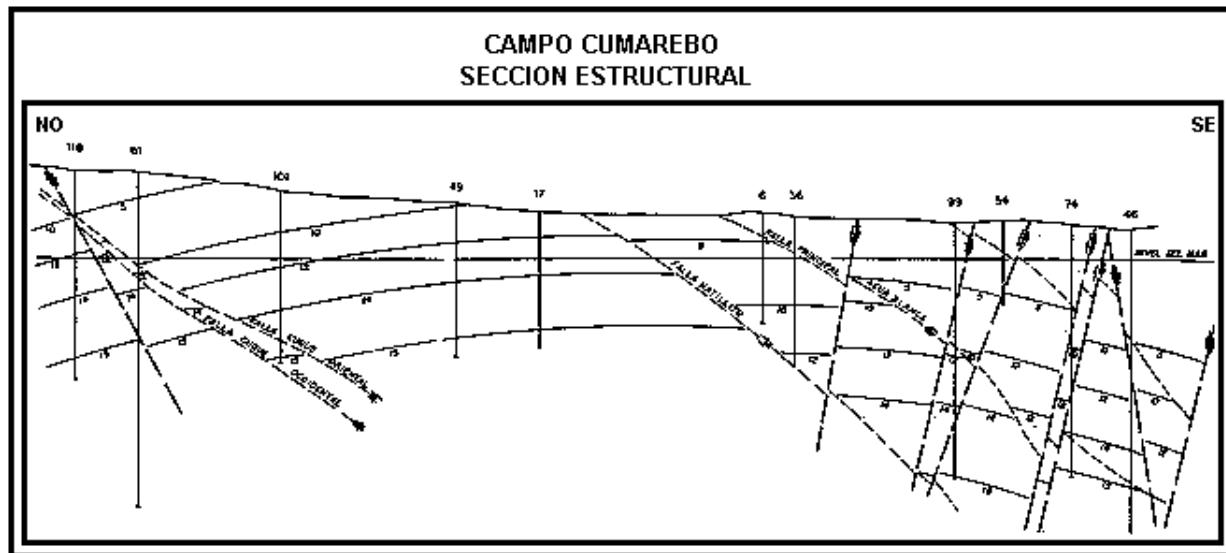


Las estructuras del norte de Falcón se consideran relacionadas con transgresión dextral en la zona de fricción entre las placas de Suraméricas y del Caribe combinada con fallamiento intenso.

La región es una zona de buzamiento predominante al norte. Los anticlinales de La Vela, Isidro, El Saladillo, Cumarebo, son pliegues secundarios en el geosinclinal delimitado al norte por la línea de resistencia Paraguaná-Curazao y al sur por las sierras de Churuguara y San Luis.

La estructura de Cumarebo es un domo alargado en sentido noreste, con una longitud conocida de 5 km. El ancho es de 1.5 km, ligeramente asimétrico, que se inclina 25-30° en el flanco sureste hacia el sinclinal de Taica, y 40° (hasta 50-55° a los 2.500' de profundidad) en el ala noroeste que se prolonga en el homoclinal de El Veral hacia el Mar Caribe. Al sur, la estructura está separada del sinclinal de Cerro de los Indios por la falla San Pedro-San Vicente, y al norte terrnina en la falla de Santa Rita, fallas normales de desplazamiento al este; más allá de estas fallas prominentes no aparece la estructura.

Un sistema regional de fallas normales transversales con rumbo noroeste-sureste y desplazamiento al noreste segmenta el domo. Las fallas más antiguas precedieron al plegamiento. Dividen el campo en seis sectores y cortan el flanco El Veral-Puerto Cumarebo al noroeste y el flanco sureste del sinclinal del Cerro de los Indios, siendo visibles hasta la planicie aluvial del Río Ricoa. Los planos de falla buzan unos 35° cerca de la superficie y hasta 65° a la profundidad alcanzada por los pozos. A este sistema pertenece la falla de El Hatillito, en la parte central del área productiva, que separa el extremo suroeste, con un mejor cierre y más individualizado como un pliegue anticlinal.



Las fallas más jóvenes, epianticinales y transversales, normales y con buzamiento predominante de 75-80° al suroeste, muestran desplazamientos de 25' hasta 500'.

Las fallas regionales se iniciaron al comienzo de la sedimentación de Caujarao, cuando se formó un arrecife (Dividive) en el bloque occidental elevado de la falla de El Hatillito. En esta falla los espesores de la columna sedimentaria son mayores en el bloque oriental, deprimido, señalando crecimiento progresivo de la fractura.

El levantamiento de Cumarebo y el sinclinal de Taica fueron definidos a finales del Mioceno en el flanco noroeste del levantamiento de Ricoa (una de las estructuras del noreste de Falcón), con diastrofismo y reactivación de las fallas anteriores y originando nuevas fallas de tensión en el alto de Cumarebo.

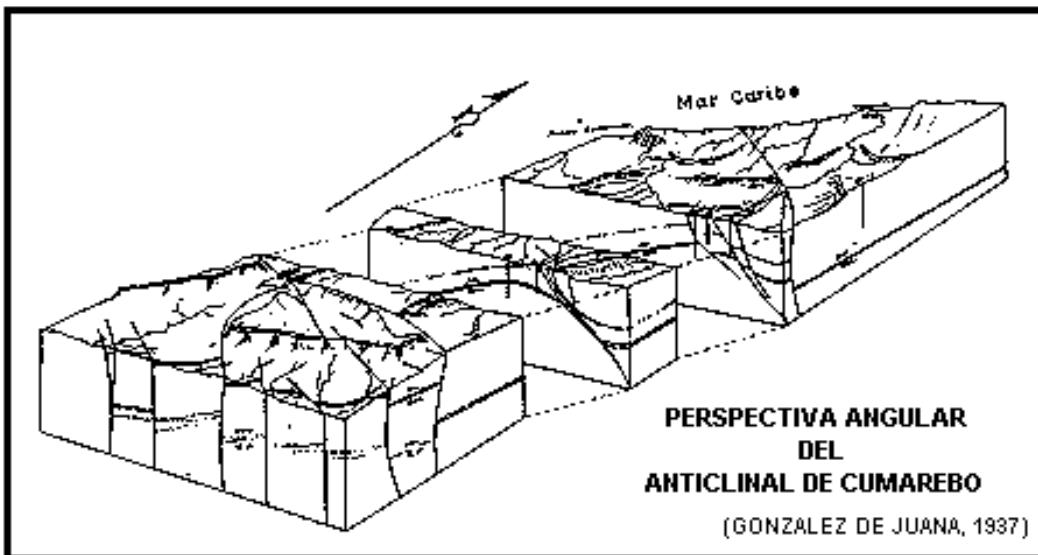
En el Plioceno, un movimiento epirogenético inclinó el área hacia el noroeste, haciendo regresar el mar hasta su posición actual. En la última parte del Plioceno fueron deformados los planos de falla y el pliegue de Cumarebo tomó su forma definitiva.

Producción: La presencia de múltiples arenas y el complejo fallamiento de Cumarebo encierran un gran número de yacimientos (52 de petróleo y 35 de gas). La acumulación está limitada por la estructura y se cree que el petróleo es originario de la Formación Socorro.

La columna productora contiene 17 arenas de grano fino y buen escogimiento, de las cuales trece son yacimientos petroleros con espesor de arena neta entre 20' y 175'. Comprende el Miembro "Arenas de San Francisco" en la parte más alta de la Formación Socorro (Mosquito) del Mioceno medio (con las arenas 15 a 17), y el Miembro El Muaco (Portachuelo) en la sección basal de la Formación Caujarao del Mioceno medio y superior (con las arenas 1 al 14). La mayor producción ha sido obtenida de las arenas 10, 12 y 15 (numeradas del tope a la base).

La arena 15, la mejor productora y de mayor espesor, ha sido separada en tres zonas (A, B y C); se considera la representación en el subsuelo de las arenas de San Francisco (Formación Socorro) que afloran al sur del campo. Tiene un espesor de 570', debajo de un techo denso y calcáreo que se estima equivalente de la caliza Dividive (base de la Formación Caujarao). Las arenas 16 y 17, más bajas, lenticulares y de escaso desarrollo, tienen unos 40' de espesor y están separadas de la arena 15 por un intervalo de 190-260 pies de lutitas y arcillas arenáceas.

El petróleo del campo Cumarebo es de excelente calidad, con promedio de 47.5° API. Algunos yacimientos contienen condensado de 65° API. El contenido de azufre es de solo 0,06%.



Uno de los primeros pozos obtuvo producción inicial de 1.920 B/D en la arena 15. Algunos pozos rendían de otras arenas 100-600 B/D, llegando a veces hasta 1.792 (CU-38, arena 9). El campo alcanzó a producir 13.500 B/D (1933). Cuando se suspendió la perforación (1954) el promedio estaba en 6.200 B/D (48.6° API). Al cesar las operaciones, en 1969, la producción había descendido a 500 B/D, con 11 pozos en levantamiento por gas y uno de flujo natural.

El crudo llegaba por la presión del pozo y por gravedad hasta la estación recolectora, siguiendo, por gravedad, en un oleoducto de 5 km hasta el terminal marítimo de Tucupido.

Varios yacimientos mostraron casquete de gas libre al ser perforados, y otros lo desarrollaron con el avance de la producción. En 1932 se comenzó una inyección de gas a las arenas más importantes, que después se limitó a los dos yacimientos mayores.

El petróleo producido sumó 57.4 MMBIs. El agotamiento del campo se calculó en 97% y las reservas remanentes probadas y probables en 5.2 MMBIs. de petróleo y 33.5 MMpc. de gas. A la arena 15 le fue asignado el 61% de las reservas originales

Norte de Anzoátegui

En la parte septentrional de la Cuenca Oriental de Venezuela, al norte del corrimiento de Anaco y al oeste de la falla de Urica, se encuentra un área extensa caracterizada estructuralmente por domos y braquianticlinales fallados, varios de los cuales han demostrado la presencia de acumulación de hidrocarburos. Han sido agrupados como la

subregión Norte de Anzoátegui. Comprende el Área Guaribe-Chaparro en el extremo noroccidental, el Área Mayor de Anaco al sur, y el Área de Urica al este.



El Área Guaribe-Chaparro incluye las zonas Guaribe-Bruzual, Peñalver, Dragal, Cajigal, Cascarón, Casón, Toco Norte y El Chaparro, con escasa prospectividad petrolífera debido a las pobres características petrofísicas de la Formación Oficina.

El Área Mayor de Anaco encierra los campos asociados al Corrimiento de Anaco, excelentes productores de hidrocarburos.

El Área de Urica tiene un grupo de estructuras ubicadas al suroeste de la falla de Urica, y al noreste de los campos tradicionales de Anaco. En esta Área, de 3.000 km², se han descubierto las acumulaciones de La Ceiba-Santa Rosa Norte, Rosal, Tacata, La Vieja, Cerro Pelado y Quiamare. Otras estructuras, principalmente hacia la parte central del Área, que muestran anticlinales asociados a fallas inversas y presentan condiciones favorables a la acumulación de petróleo, no han sido perforadas.

El primer campo productor, Quiamare, está ubicado en el anticlinal de Río Aragua, que se define en la superficie. Este anticlinal se encuentra en las laderas de las montañas del norte de Anzoátegui, al sur de la Cordillera Oriental, desarrollado en las formaciones Capiricual y Quiamare del Grupo Santa Inés. El campo fue descubierto en 1942 por la Mene Grande Oil Company, mediante geología de superficie e interpretación sismográfica. El primer pozo alcanzó 6.500' y fue completado en el Oligo-mioceno.

Siguieron los descubrimientos de La Ceiba (MGO, 1945) con el pozo La Ceiba-1 (9244'), La Vieja (MGO, 1950, 2.750'), Cerro Pelado (MGO, 1951, 4.400', sismógrafo y sondeos

estructurales), Tacata (MGO, 1952, 2.200', sismógrafo), La Ceibita (MGO, 1963, 2.196', geofísica).

La estructura de La Vieja fue indicada en 1940 por un levantamiento gravimétrico. En 1949 el sismógrafo mostró un amplio anticlinal con cierre estimado de 4.000' y se perforaron ocho sondeos estructurales someros para confirmar la estructura.

Las muestras de núcleo obtenidas por uno de los sondeos resultó saturada con petróleo, y se colocó revestidor para completar el pozo VZ-2 como descubridor del campo. Al mismo tiempo avanzaba la perforación del VZX-1 en la cima de estructura; llegó hasta 663' dentro de la Formación Barranquín en la base del Cretáceo; el pozo fue completado en arenas oligocenas de la Formación Merecure, igual que el VZ-2.

En el Área Norte Anzoátegui la mayoría de estructuras no ha sido investigada a profundidad, por lo que existen ciertas posibilidades atractivas de exploración. La definición de nuevas estructuras y de trampas estratigráficas favorables espera la investigación por la sísmica moderna.

Estratigrafía:

El pozo VZX-1 del campo La Vieja encontró areniscas duras, cuarcíticas, esencialmente no marinas con argilitas macizas ocasionalmente carbonáceas, y lutitas con abundantes restos de plantas, de parte alta de la Formación Barranquín (base del Grupo Sucre, cretácico). Siguen, transicional y concordante, 1000' de areniscas calcáreas, lutitas, limolitas, lizas y dolomitas de las formaciones El Cantil y Chimana que completan el Grupo Sucre son equivalentes de la Formación Canoa.

COLUMNA ESTRATIGRAFICA
CAMPO LA VIEJA

EDAD	FORMACION	DESCRIPCION
PLIOCENO	LAS PIEDRAS	Areniscas, limolitas, lutitas, lignitos.
MIOCENO	QUIAMARE	Lutitas marinas.
	OFICINA	Lutitas y areniscas alteradas, limolitas y lignitos.
OLIGOCENO	MERECURE	Areniscas masivas y lutitas
EOCENO	CARATAS VIAJAR	Limolitas, areniscas calcáreas, lutitas.
PALEOCENO	SAN JUAN	Lutitas, limolitas, areniscas calizas.
CRETACEO	SUPERIOR	Areniscas y limolitas, lutitas carbonáceas
	GUAYUTA	
C	SAN ANTONIO	
	QUERECUAL	
	EL CANTIL	
INFERIOR	SUCRE	
	BARRANQUIN	
PRE-CRETACEO	BASAMENTO	Igneas y metamórficas

Continúa gradual, la Formación Querecual, 80% de lutitas calcáreas duras y 20% de areniscas muy duras, calcáreas con escasas limolitas (sector inferior del Grupo Guayuta). El pozo CG-18, del campo Ceiba llegó a Querecual.

Suprayacente y gradual, la Formación San Antonio (parte alta del Grupo Guayuta), una alternancia de areniscas calcáreas, lutitas duras carbonáceas o calcáreas, limolitas lutíticas y calcáreas, con calizas duras macizas carbonáceas.

Sigue en el Cretáceo la Formación San Juan (Grupo Santa Anita), con areniscas macizas calcáreas y algunas lutitas arenosas, limolitas calcáreas o carbonáceas, y algunas calizas dolomíticas ocasionalmente carbonáceas.

La Formación Vidoño (Cretáceo muy alto y Paleoceno) fue encontrado en el pozo CG-18 (La Ceiba), donde se reconoce la caliza basal. En La Vieja presenta 45' de calizas macizas, limolitas duras y areniscas mal escogidas en la base y 40' de lutitas en la sección superior.

La Formación Caratas (Eoceno), cierra el Grupo Santa Anita, con 250' de espesor en La Vieja. Calizas gruesas, macizas, y areniscas duras, cuarcíticas en los 160' inferiores y lutitas calcáreas en los 90' superiores.

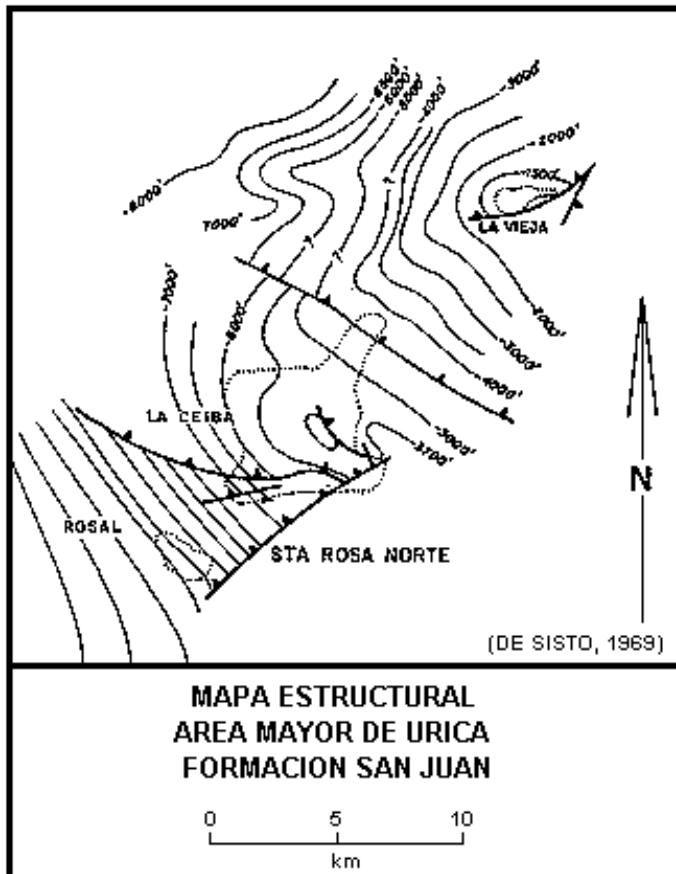
El Oligoceno presenta la Formación Merecure, discordante sobre Caratas en La Vieja y sobre Vidoño en La Ceiba. Merecure contiene en La Vieja areniscas macizas, cuarcíticas, intercaladas con capas delgadas de lutitas y lignitos en los 400' de la base. Los 2.000' superiores son una secuencia alternada de lutitas limosas y areniscas cuarcíticas con numerosas capas de carbón. En La Ceiba areniscas arcillosas, duras, de grano fino a medio, con limolitas y lutitas calcáreas.

La Formación Oficina (Mioceno inferior y medio) suprayace, concordante, a la Formación Merecure. Consiste en lutitas gruesas con areniscas intercaladas. En el campo La Vieja una extensa y profunda erosión se presenta después del depósito de Oficina que eliminó unos 9.500' de sedimentos miocenos y 850' de la sección superior de Merecure en la cresta del anticlinal. Las capas inferiores de la Formación Oficina solo se encuentran en el sector occidental del campo. La superficie erosionada fue cubierta discordantemente por la Formación Las Piedras.

La Formación Las Piedras descansa sobre la superficie inclinada de la discordancia. Aflora en el campo La Vieja en una secuencia alterna poco consolidada de limolitas, arenas, conglomerados y algunas laminaciones carbonáceas o piriticas. El espesor varía para La Vieja entre 1.550' en el oeste (pozo VZ-26) hasta 2.690' (VZ-25) en el extremo oriental.

Estructura:

La historia tectónica del Norte de Anzoátegui presenta una sucesión de largos lapsos extensivos y de períodos cortos compresivos desde el Oligoceno hasta el Cuaternario.



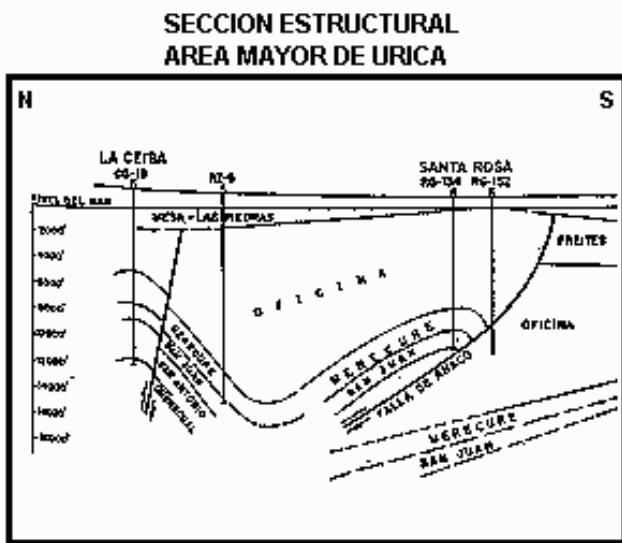
Una primera compresión se observa principalmente en Quiamare y Cerro Pelado, entre el Mioceno inferior y la base del Mioceno medio, debajo del tope del Miembro Verde de la Formación Oficina.

Una segunda compresión que levantó la Serranía del Interior durante el Mioceno medio a superior, originó en el Norte de Anzoátegui la elevación, pliegues y fallamiento de las rocas anteriores. Las antiguas fallas de crecimiento (evidenciadas en Cerro Pelado y Anaco, desde el tope del Cretáceo hasta el tope del Miembro Naranja de la Formación Oficina) evolucionaron a fallas inversas, y la falla de Urica se comporta como una falla transpresiva.

El fallamiento de Urica, de rumbo noroeste es una amplia zona de dislocación de más de 10 km de ancho que se extiende por 400 km desde el sur de Barcelona hasta las cercanías de Tucupita. La zona de falla de Urica actuó en el Norte de Anzoátegui como una fractura transpresiva dextral, separando dos bloques entre el Mioceno medio y superior y el Plioceno con características estructurales diferentes.

El sector oriental se caracteriza por pliegues volcados y sobrecorrimentos hacia el sur. La zona occidental no presenta verdaderos corrimientos, sino pliegues amplios afectados fallas de rumbo, subparalelas a la zona de falla de Urica y con un movimiento dextral.

El campo Quiamare sector oeste, ha sido desarrollado en el declive occidental de un anticlinal mayor de rumbo este-oeste, cruzado por varias fallas transversales de rumbo noroeste. El entrampamiento del petróleo obedece hacia el oeste a la posición anticlinal y está limitado al este por fallas normales escalonadas de dirección noroeste y desplazamiento al sur. En las cercanías del campo se nota fallamiento inverso de dirección este-oeste.



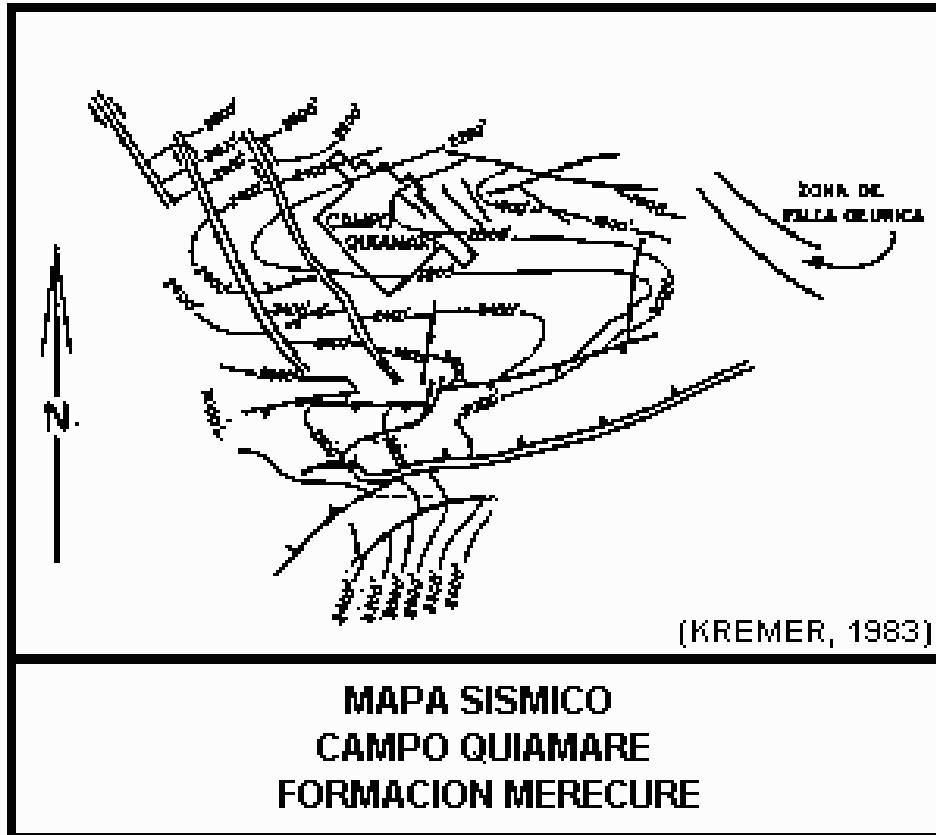
Los campos Cerro Pelado, La Ceiba y La Vieja muestran gran semejanza estructural. Se encuentran en una zona intensamente tectonizada en donde son frecuentes las fallas inversas.

Cerro Pelado es una elevación estructural inclinada al oeste, desarrollada entre dos fallas inversas longitudinales típicas del Área. La mayor falla inversa muestra buzamiento sur y orientación paralela al pliegue; otras fallas inversas buzan al norte. La estructura se complementa con algunas fallas normales.

El campo La Ceiba se caracteriza por la presencia de un domo asimétrico pequeño afectado por una falla inversa que atraviesa el domo en dirección NO-SE y actúa como barrera cuando el espesor de las arenas es menor que el salto de la falla, aunque el control principal de la acumulación es debido al alto estructural. Se observa alguna lenticularidad de las arenas.

La estructura de campo La Vieja es suave, de dirección este-oeste cortada al sur y al este por una falla normal, de rumbo noreste y buzamiento norte, que limita la estructura por el sur y por el este, con desplazamiento de 150' a lo largo del flanco sur que aumenta hasta 250' en el sector oriental de la estructura. Al este del campo se encuentra otra falla normal de dirección noreste, inclinada al sur, que elimina 75' de la sección.

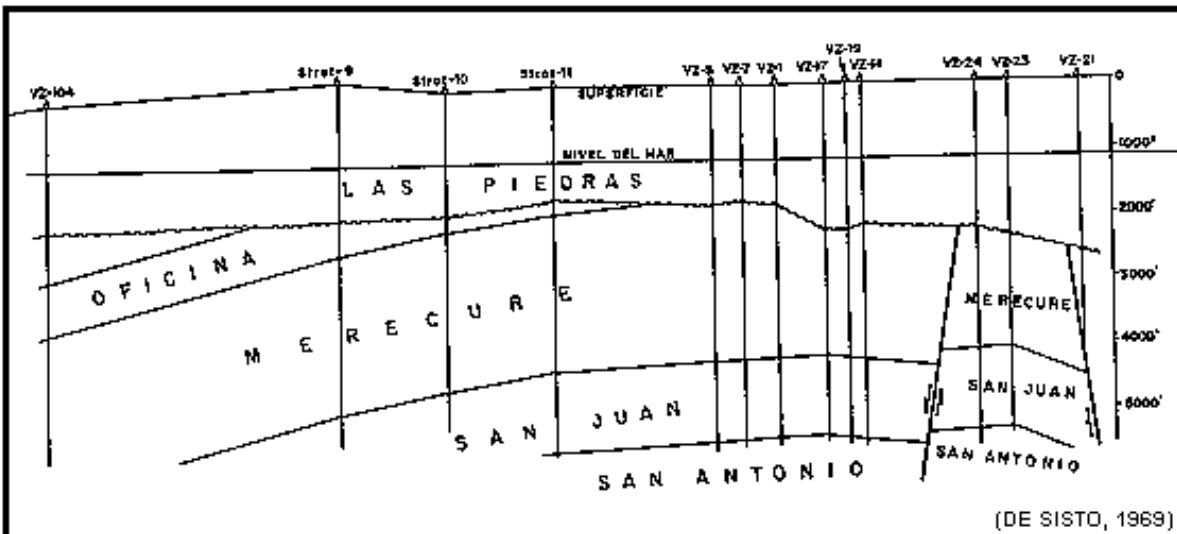
El petróleo del campo Tacata se encuentra en un monoclinal fallado.



Producción:

De los campos de Urica solo La Ceiba sobresale en producción y en reservas. Son petrolíferas las arenas de la Formación Merecure (Oligoceno) y Oficina (Mioceno). Contiene 35 horizontes productores, donde la acumulación de hidrocarburos está controlada principalmente por el cierre estructural del domo y, en menor grado, por acuñamiento de las arenas. La gravedad del crudo varía entre Juan (Cretáceo) rindió cantidades menores de petróleo.

El campo Quiamare produce de la Formación Oficina, arenas Naranja K₂ hasta Amarillo G₂, la más profunda alcanzada por los pozos. El crudo tiene una gravedad de 30-35° API y el condensado 50° API. Las arenas productoras, igual que en La Vieja y Cerro Pelado son duras, litificadas, con porosidad de hasta 7% y permeabilidad baja (150md). En Quiamare se observa recementación de los granos minerales por carbonato de calcio y la presencia de fracturamiento secundario.



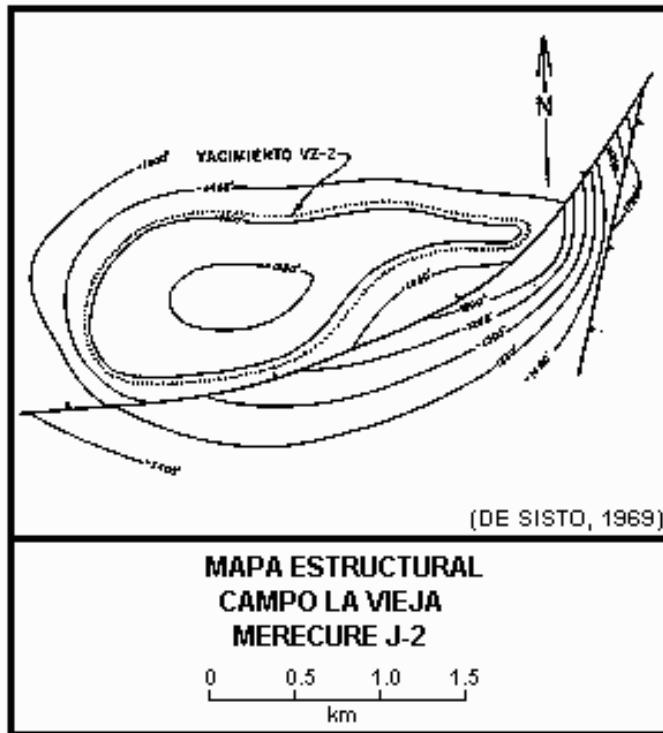
En 1979 se realizó un levantamiento geoquímico, cuyos resultados indicaron buenas anomalías de propano dentro del campo y sobre dos trampas sismográficas que fueron después probadas con éxito por los pozos QG-28E y QG-29E.

En Cerro Pelado, el Miembro Amarillo de la Formación Oficina contiene los horizontes petrolíferos.

La Ceiba y Cerro Pelado mostraron crudo de 36 y 38.1° API, respectivamente. Tácata probó petróleo de 37.2° API en la Formación Carapita (Oligo-mioceno).

El campo La Vieja produjo petróleo con promedio de 25.9° API, 0.56% de azufre y 0.6% de parafina. El pozo descubridor, VZ-2, obtuvo 115b/d, 26.4°API, baja relación gas-petróleo, 10% de agua y sedimento. En el campo se obtuvo producción de once horizontes diferentes de la arena Mereure J_2 de la Formación Mereure. Las arenas basales de la Formación Las Piedras produjeron en 1950 un total de 4.651 barriles (15,5°API) en el pozo VZ-2 antes de la completación en la arena Mereure J_2 .

Los tres primeros pozos de La Vieja fueron completados por el método convencional de perforación a bala. Las terminaciones posteriores se efectuaron a hueco abierto, con resultados más satisfactorios.



El mecanismo principal de producción se considera el sistema de fracturas, con invasión irregular de agua que obliga al levantamiento artificial.

Se perforaron 30 pozos en La Vieja, 19 de los cuales resultaron productores con profundidad promedio de 3.100'; el único pozo profundo fue el VZX-1 (11.746). El yacimiento más importante es Merecure J₂, en el cual se completaron 15 pozos; le sigue Merecure M₂ que produce solamente en dos pozos de la cima del anticlinal (24° API).

La Formación Carapita/Oficina ha sido considerada roca-madre del petróleo encontrado en el Área Mayor de Urica.

Corpoven firmó en 1995 un convenio operativo para la reactivación de la unidad Quiamare-La Ceiba con el consorcio Astra-Ampolek-Tecpetrol-Sipetrol. El pozo QG-33 Quiamare, se ubicó bajo este convenio operativo.

Área Mayor de Temblador

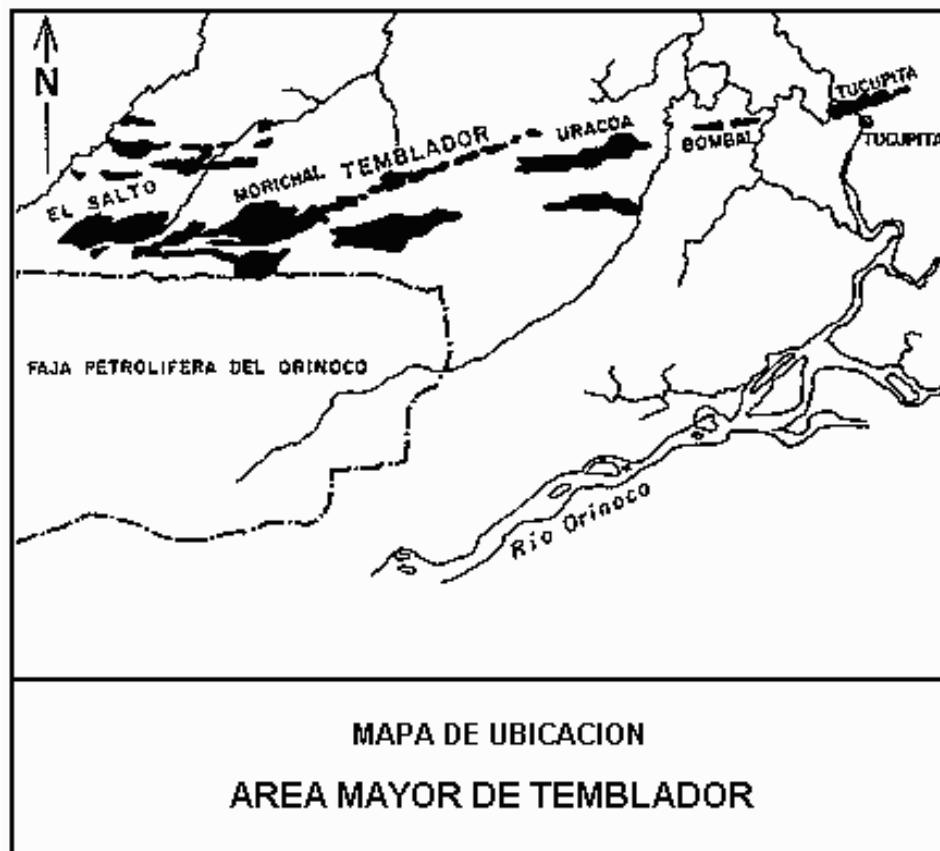
El Área Mayor de Temblador está situada en el sector central del Estado Monagas. Se encuentra al este del Área Mayor de Oficina y se continua al sur en el sector Cerro Negro de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Los campos petrolíferos se encuentran en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, a lo largo de franjas paralelas de rumbo noreste. En la alineación norte se ubican los campos de El Salto y Jobo-Morichal; en la banda sur, la línea de acumulaciones de Temblador, Isleño, Pilón, Uracoa, Bombal y Tucupita.

No se conocen emanaciones de petróleo o gas en la superficie y fueron, en primer término, estudios regionales de geofísica los que decidieron la perforación del pozo exploratorio TT-1. (1.850 metros de profundidad) con el cual la Standard Oil Company descubrió en 1936 el campo Temblador. TT-1 fue el primer pozo comercial en el flanco sur de la Cuenca Oriental.

El Área Temblador comprende una serie de campos productores de petróleo pesado desde El Salto al oeste hasta Tucupita en el margen del Delta del Orinoco. Al descubrimiento del campo Temblador le siguieron: Pilón (1936, pozo PC-1, 1.027 m, geofísica), Uracoa (1937, 1.310 m, Creole, geofísica), Tucupita (pozo Texas-1, Texas, 1965, 1.710 m, sismógrafo), Jobo (1953, geofísica, pozo JOM-2, Standard), Isleños (1953), Morichal (1957, geofísica, pozo MGP-4-1, Phillips).

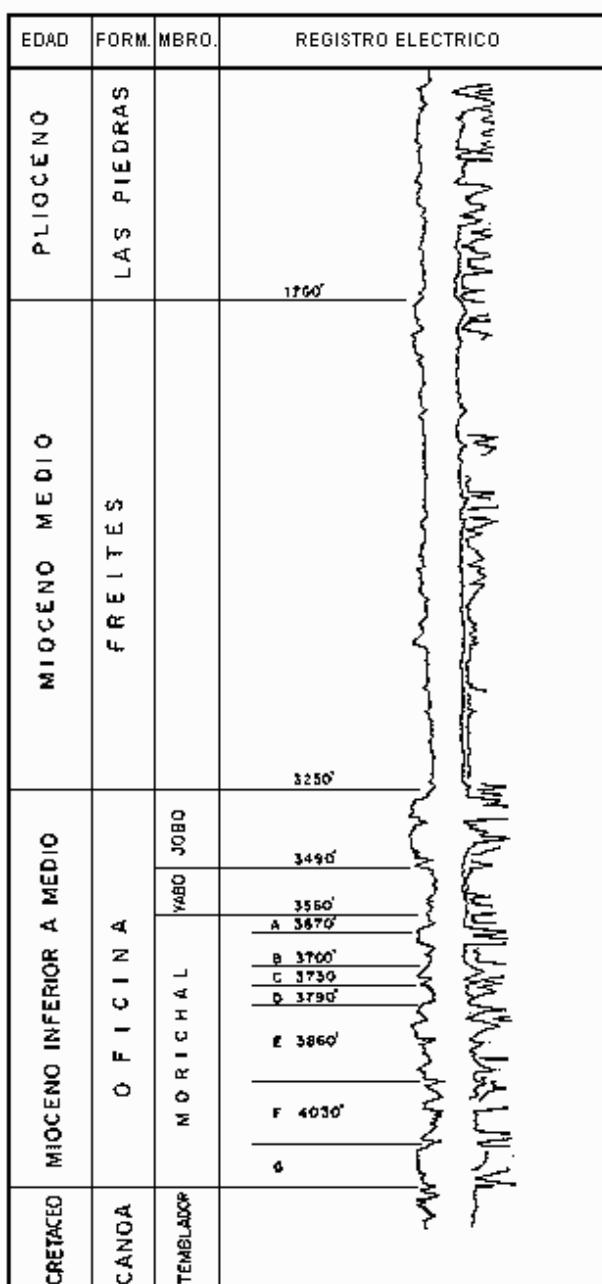
En el área de Jobo se habían perforado nueve pozos con producción no comercial antes de 1953. En 1969, con el incremento en la demanda del crudo pesado se perforaron más de cien pozos. Para Febrero de 1972 la producción alcanzaba 40.000 b/d.



Estratigrafía:

La estratigrafía de los campos del Área Mayor de Temblador es característica de la zona sur de la Cuenca Oriental de Venezuela y todos los campos del Área son muy similares estratigráficamente. Cuatro grandes unidades sedimentarias, las formaciones Mesa, Las Piedras, Freites y Oficina, cubren discordantemente una unidad sedimentaria cretácica, el Grupo Temblador. Toda esta secuencia yace sobre un basamento ígneo-metamórfico precámbrico que representa el borde septentrional del Escudo de Guayana.

**PERFIL TIPO
CAMPO JOBO**



El Basamento probablemente corresponde a la Serie Imataca, que aflora al sur del Orinoco. Esta constituida por micaesquistos, dioritas cuarcíferas y granito. El pozo Temblador-1 penetró el Basamento a los 4.997'; en el área de Pilón, tres pozos lo encontraron a menor profundidad (3.900'); en Tucupita, el pozo TUC-1 llegó al Basamento a 6.901'.

Solamente la unidad basal del Grupo Temblador, la Formación Canoa, está presente en el Área. La unidad superior, Formación Tigre, desaparece por truncamiento desde la zona de Aceital, unos 25 km al norte de Pilón.

La Formación Canoa (Cretáceo medio), consiste litológicamente en arcilitas y abundantes arenas de grano fino a grueso, subangular a redondeado, y lutitas, menos abundantes, carbonosas, micáceas y piríticas. El espesor promedio en el campo Pilón es de 220 pies y el ambiente de sedimentación es probablemente de tipo fluvial. La formación se adelgaza hacia el sur y termina por acuñarse contra el basamento.

La Formación Oficina (Mioceno inferior a medio) descansa discordantemente sobre la Formación Canoa y hacia arriba pasa, concordante, a la Formación Freites. En el Área Mayor de Temblador la formación es mucho más arenosa que en Oficina y Anaco, por encontrarse más cerca del borde de la cuenca. En los campos Temblador y Jobo el espesor llega a los 900'; en Pilón es de unos 550', adelgazándose hacia el sur.

En Tucupita la Formación Oficina se halla directamente encima de la discordancia del Basamento y tiende a desaparecer hacia el sector sur del delta.

En los campos El Salto, Jobo-Morichal y Temblador la Formación Oficina fue dividida en cuatro miembros que, desde la base, se denominan Morichal, Yabo, Jobo y Pilón. Se compone, principalmente de una alternativa de arenas y lutitas fluvio-deltáicas y de ambiente marino muy somero, perfectamente diferenciadas en dos ciclos sedimentarios arenáceos Miembro Morichal el inferior y Miembro Jobo el superior - separados por un intervalo marino de lutitas con mas de 40' de espesor - Miembro Yabo - muy uniforme y constante. En el campo Pilón el Miembro Yabo se hace arenoso al este del pozo PC-14, dificultando la diferenciación.

El Miembro Morichal es el de mayor espesor, con 650', y suele contener potentes intervalos arenosos en lentes de hasta 80-100' con grano fino a medio, poco consolidados, intercalados con lutitas carbonosas y limolitas con capas de lignito. Presenta la mayor acumulación de arena de la Formación Oficina (hasta siete paquetes de arena en campo Jobo) con facies de corrientes entrelazadas y combinación de barras de meandro y de desembocadura. Corresponde a la Unidad I de la Faja Petrolífera del Orinoco, a la Formación Merecure del Área Mayor de Oficina, y a Oficina inferior de Zuata.

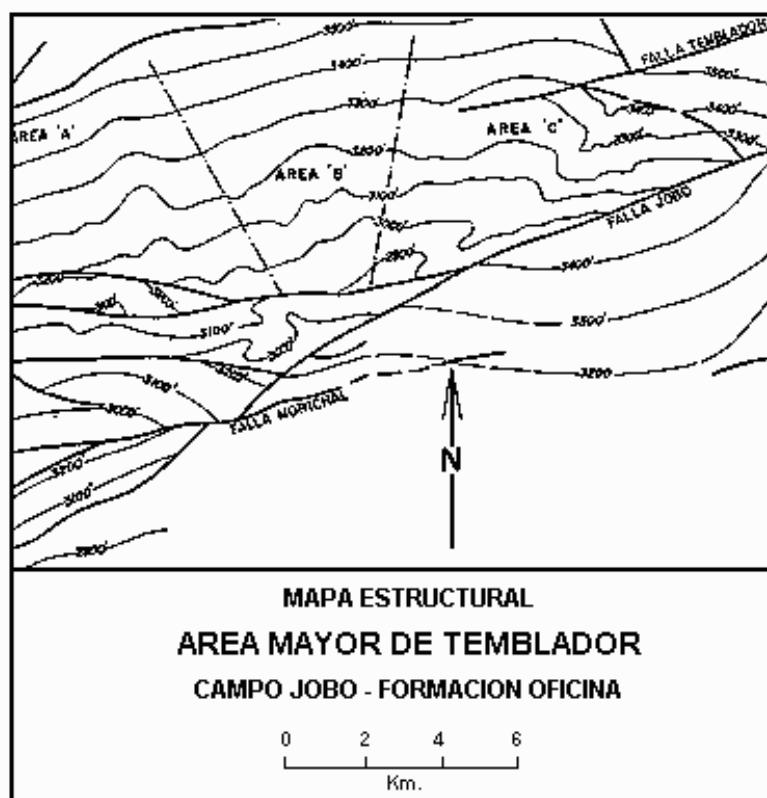
El Miembro Yabo es lutítico, 45' a mas de 90' de espesor, con ocasionales lentes arenosos de grano fino. Se ha llamado Unidad II en la Faja Petrolífera del Orinoco. Su

ambiente indica una transgresión marina de corta duración entre los intervalos Morichal y Jobo.

El Miembro Jobo es un intervalo predominantemente arenoso, de bajo delta y bajas litorales intercaladas, con espesor de 130-240', que muestra capas delgadas de lignito. Consiste en arenas sueltas de grano fino a medio, a veces con lutitas macizas o laminadas intercaladas. Hacia el tope los sedimentos se hacen calcáreos, culminando en facies típicas de ambiente próximo costero. En el campo Jobo muestra seis lentes arenosos principales y un espesor promedio de 210'.

El Miembro Pilón es esencialmente lutítico y representa el paso transicional de la Formación Oficina a la Formación Freites. Hacia la Faja Petrolífera del Orinoco contiene arenas de ambiente litoral, con buenas características de yacimiento. Pilón y Jobo se agrupan en el campo Jobo y en Cerro Negro como una sola unidad en la sección superior de la Formación Oficina.

La Formación Freites (Mioceno medio), concordante sobre la Formación Oficina, consiste, litológicamente, en lutitas, arcillas y arenas calcáreas glauconíticas y fosilíferas, medianamente consolidadas y de grano fino a medio. En el campo Jobo tiene un espesor máximo de 1.340' y en el área de Pilón llega a 1.500 pies de arenas intercaladas con lutitas. Pasa transicionalmente a la Formación Las Piedras, suprayacente.



La Formación Las Piedras (Mioceno superior-Plioceno), con origen continental de tipo fluvial, está constituida por capas poco consolidadas de arenisca carbonácea, friable, de grano fino a grueso, asociada con arcillas y lutitas; presenta abundantes lignitos y gravas. El espesor total de la formación en el área sur de Monagas no ha sido determinada, ya que el contacto con la Formación Mesa suprayacente no aparece en los perfiles eléctricos debido al revestidor superficial; la sección expuesta en los registros desde 1.200 a 1.400 pies. La mayor parte de la formación contiene agua dulce.

La Formación Mesa (Pleistoceno) cubre discordantemente la mayor parte del área. Está compuesta por arenas, gravas y conglomerados, alternando con arcillas. En el campo Jobo promedia 1.500' de espesor. Aflora en el sector de Joaquín (límite occidental del área de El Salto, margen este del río Tigre) en forma de pequeños farallones.

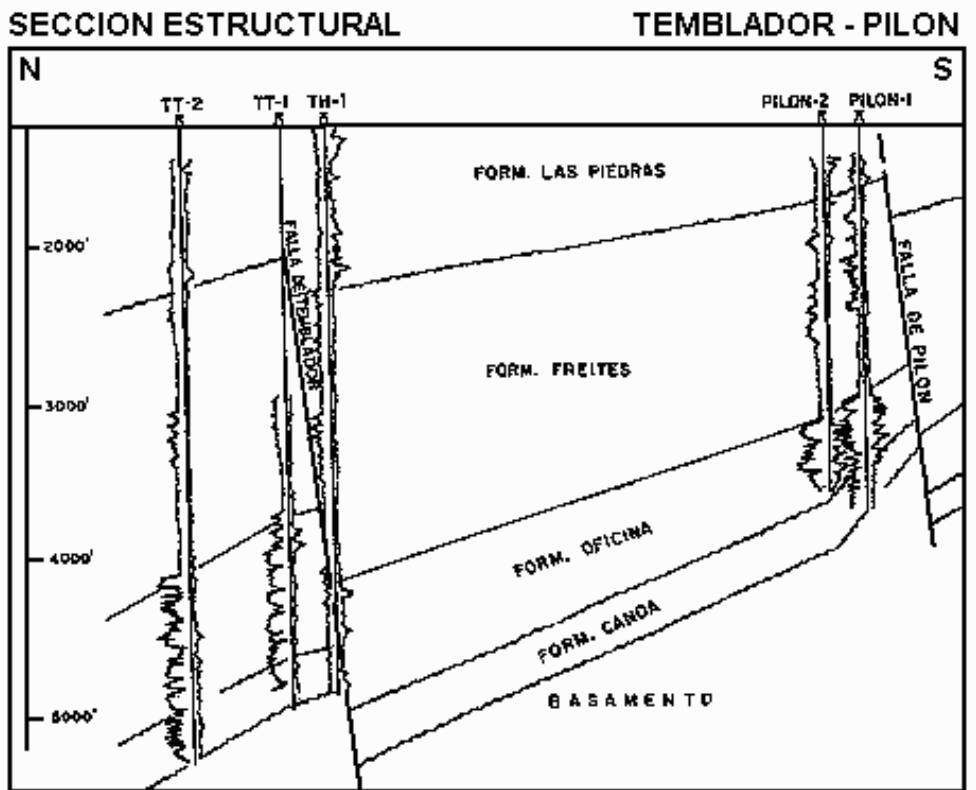
Estructura:

El Área Mayor de Temblador comprende un conjunto de campos petrolíferos en una alineación de fallas subparalelas de rumbo noreste. Al extremo noroeste se encuentra El Salto, con tres acumulaciones - El Salto Sur, El Salto Oeste y El Salto Este -. Al centro, los campos Jobo-Morichal y Temblador. Hacia el sur, Pilón, Uracoa y Bombal, Isleño y Tucupita.

Los campos tienen gran semejanza estructural, y se encuentran todos sobre un homoclinal de rumbo N 70° E, donde el Basamento desciende suavemente (4 a 5°) hacia el norte, cortado por fallas normales escalonadas de dirección general este-noreste. La mitad de las fallas buza al sur, limitando los yacimientos. En los bloques levantados se produjo el arqueamiento que constituye factor importante para la acumulación de los hidrocarburos. Entre las principales fallas de buzamiento sur se destaca la falla Temblador, con más de 80 kilómetros de extensión, así como las fallas de Jobo y Pilón. En el área de Tucupita las fallas constituyen una excelente trampa estructural.

El rampamiento estratigráfico adquiere cierta importancia en los bordes este y oeste de los yacimientos, debido al acunamiento lateral de las arenas.

El movimiento estructural se ha ubicado en el Mioceno superior y Plioceno inferior, puesto que las fallas afectan la Formación Las Piedras inferior y medio y se profundizan dentro de Basamento.



El campo Temblador, desde el punto de vista estructural, se presenta en el homoclinal del flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela. La acumulación está localizada a lo largo del bloque norte de la gran falla de Temblador, de rumbo noreste y buzamiento sur, que alcanza un desplazamiento de 250 metros en la parte central del campo. Además de esa falla y en su lado norte se encuentran fallas secundarias transversales que forman larga serie alineada de culminaciones que se prolongan en un declive hacia el este.

El campo Jobo está situado tres kilómetros al suroeste de Temblador, dentro del homoclinal de buzamiento norte. La acumulación se descubrió al norte de la falla Pilón, con buzamiento sur de $60-70^\circ$ y desplazamiento que llega hasta mas de 300'. El límite este está determinado por una falla transversal de dirección noreste que separa a Jobo del campo Pilón. Al oeste se desarrolló el campo Morichal que se fue acercando al campo Jobo con los pozos de avanzada hasta considerarse una sola acumulación, aunque el buzamiento regional norte presenta localmente algunas variaciones debidas a pliegues y fallas.

Los campos Pilón y Uracoa, se desarrollaron al sur, en el bloque norte de una falla paralela a la falla de Temblador, con características muy similares.

El campo Uracoa consiste estructuralmente, como todas las acumulaciones del Área Mayor de Temblador, en un homoclinal fallado que buza ligeramente al norte. El cierre de los yacimientos se produce contra la falla de Uracoa, normal y de buzamiento sur.

En el campo Tucupita el petróleo se encuentra al norte de una falla de rumbo noreste denominada Falla Principal de Tucupita, relacionada con la falla Pilón-Uracoa. El buzamiento alcanza 55 y 65° con un desplazamiento máximo de 400'. Existen frecuentes fallas normales transversales menores que constituyen barrera de acumulación.

Producción:

En el Área Mayor de Temblador la Formación Canoa (Cretáceo) no ha mostrado intervalos con acumulación de hidrocarburos.

La Formación Freites (Mioceno medio) solo cuenta ocasionales pruebas de gas en su porción basal, como en el campo Pilón. La sección petrolífera principal del Área es la Formación Oficina (Mioceno inferior a medio). La gravedad oscila entre menos de 10° hasta 22° API; en algunos casos sube a 22-31° API.

Generalmente la gravedad del petróleo no cambia dentro de un mismo campo. Pero en El Salto y Jobo-Morichal, la unidad superior de las arenas de la Formación Oficina, el Miembro Jobo, produce gas y petróleo pesado con gravedad entre 12 y 15° API, mientras que la unidad basal, Miembro Morichal, contiene crudo extrapesado de 10° API o menos. Mas al este no se encuentra esta dualidad en la producción y el cambio en la segregación de doble a simple coincide con la zona donde la Formación Oficina no puede ser separada en sus cuatro miembros.

En Pilón, Uracoa y Bombal el petróleo pesado oscila entre 12 y 19° API. En Temblador la gravedad varía entre 18 y 22° API. Mas al este tiene un valor de 22 a 28° API.

En Uracoa existe un amplio casquete de gas que parece común a todos los yacimientos.

Tucupita obtiene petróleo de 17° API con empuje por agua y una cubierta gasífera.

En el campo Jobo, el Miembro Jobo tiene una extensa zona de gas y un efectivo empuje de agua, con un acuífero común.

Bombal, en el límite oeste del Delta, presenta un tope de gas en las arenas superiores. Está ubicado sobre una alineación de producción regional, la cual podría continuar prospectiva hacia el este.

La Formación Carapita, lutítica, o sus equivalentes, se considera la roca-madre de los hidrocarburos, originados en la zona profunda de la Cuenca Oriental de Venezuela. El mecanismo de entrampamiento se vió favorecido por la migración de hidrocarburos desde el eje de la cuenca en el norte hacia los niveles más altos del sur.

El petróleo producido por el Área Mayor de Temblador es de base nafténica, con un contenido de azufre moderado.

En el campo Temblador los pozos mostraron temprana entrada de agua, difícil de localizar y de corregir debido al completamiento no selectivo de los pozos. Algunas arenas ya tenían al comienzo casquete de gas original y otras lo desarrollaron durante la producción.

En 1947 la Texas inauguró la refinería de Tucupita, con capacidad de 10.000 b/d. Fue cerrada el año 1976 por PDVSA, en la racionalización de las actividades de refinación en el país.

A mediados de 1974 la Amoco Venezuelan Oil Company comenzó el proyecto de inyección alternada de vapor en el pozo J-40 del campo Jobo.

En 1982 se inició la inyección continua de vapor en el lente «C» del Miembro Morichal de la Formación Oficina en el campo Jobo. En el mismo año se probaba la adición de crudos de la Faja Petrolífera del Orinoco a la producción de Jobo-Morichal.

Para 1985 Intevep construía en el campo Jobo una planta piloto (250 b/d) para investigar el manejo de crudos pesados y extrapesados.

La Benton-Vincleer, empresa de convenio operativo, en la cual Lagoven posee el 8% de interés, emprendió la reactivación de los campos petrolíferos Uracoa, Bombal y Tucupita, con trabajos adicionales de desarrollo en la Unidad Monagas Sur, bajo el programa de campos marginales. Benton había perforado 21 pozos para Septiembre de 1995 y reactivado otros 15. La producción de Uracoa se elevó para esa fecha a 15.700 b/d, de 6.700 b/d del año anterior.

El crudo del Área Mayor de Temblador entra en la comercialización de tres segregaciones importantes:

Segregación Pilón (12.5° API, nafténico) de los campos Temblador, Pilón, Jobo I y diluente.

Segregación Caripito (18.5° API, nafténico) de Quiriquire, Tucupita, Pedernales.

Segregación Jobo / Morichal (12° API, nafténico), de Jobo II, Morichal, PIVC Jobo, Cerro Negro, B&P, diluente.

Se embarca el crudo dos terminales:

- El terminal fluvial de Caripito en el río San Juan recibe el petróleo por oleoducto Temblador-Caripito (30", 146 km) y de las gabarra Pedernales y Tucupita.
- El terminal de Puerto Ordaz, con crudo de Jobo y Morichal, por el oleoducto Morichal-Puerto Ordaz (24", 72 km) construido en 1961.

Como prospectos futuros, si la Formación Oficina, productora hasta Tucupita, se adelgaza hacia el sector sur y sureste del Delta, formaciones más jóvenes, generalmente consideradas poco atractivas fuera del delta, pueden presentar un mejor desarrollo dentro del área. Algunos intervalos cretácicos del Grupo Temblador podrían constituir igualmente, reservorios atractivos.

Además, en vecindades del campo Tucupita continúan los fallamientos similares a la Falla Principal de Tucupita, y están orientados igualmente noreste-suroeste con buzamiento sur. Existe arqueamiento contra las fallas y dos de estos abarcan 2.000 hectáreas. La profundidad del tope de la Formación Freites se estima en 3.950'.

Por otro lado, las reservas petrolíferas del Área Mayor de Temblador han justificado la extensa infraestructura existente, habiendo incentivos para mejorarlas, dada su cercanía a las inmensas acumulaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Jusepín

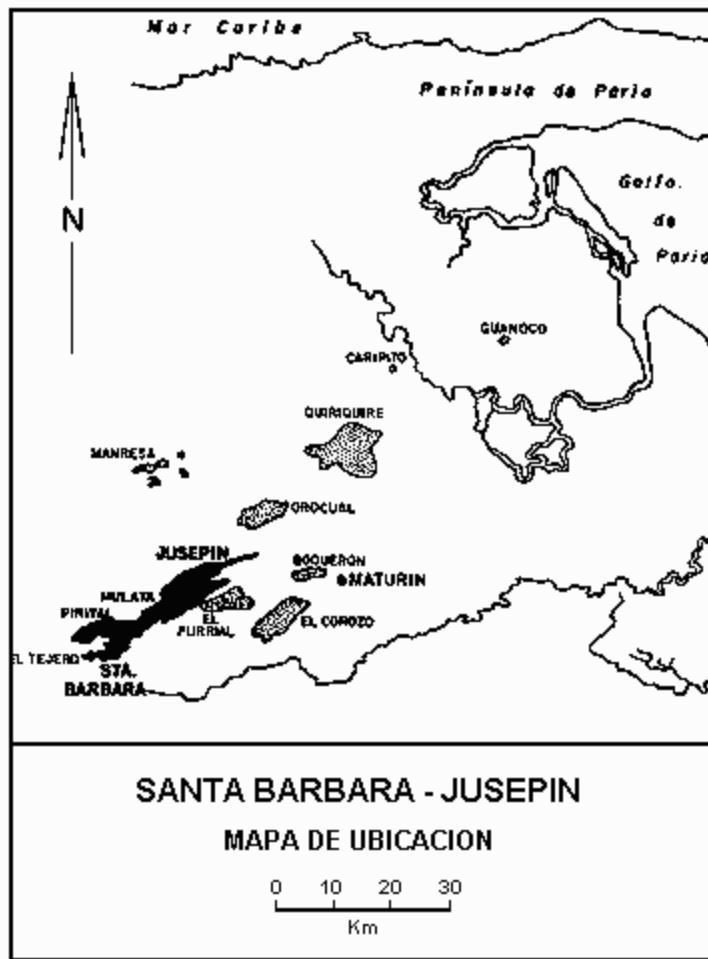
El Área Santa Bárbara-Jusepín está situada al norte del Estado Monagas, 30 km al oeste de Maturín. Comprende los campos Jusepín, Muri, Mulata, Santa Bárbara, Travieso, Mata Grande y Tacat.

El área productora puede ser descrita como una sola unidad, aun cuando las empresas concesionarias dieron diferentes nombres a sus campos petrolíferos. Conforma una extensa franja de rumbo N 60° E, con mas de 45 kilómetros de extensión y 7 km de ancho.

El petróleo fue descubierto por el pozo Jusepín-1, perforado por la Standard Oil Company of Venezuela, en Octubre de 1938, sobre un alto estructural vagamente señalado por estudios del sismógrafo de reflexión. Jusepín entró a producción en 1939 cuando se construyó el oleoducto hasta Caripito.

Al oeste de Jusepín, la Compañía Consolidada de Petróleo (Sinclair) perforó en 1941 el pozo productor Santa Bárbara No. 1 y en 1942 el pozo Muri No. 1. La perforación en la concesión Amana comenzó en 1941. La Mene Grande Oil Company inició la producción en 1943, la Venezuelan Atlantic Refining Company en 1945 y la Phillips Oil Company en 1946.

La extensión Noreste del campo Jusepín fue descubierta por el pozo J-130, completado en Marzo de 1944. Es una prolongación estrecha de 7 km de largo por 700 metros de ancho, que fue desarrollada rápidamente; para Agosto de 1945 se habían perforado 53 pozos.



En la década del '50 el modelo geológico sugería una falla inversa de alto ángulo como la base del bloque alóctono de Pirital, que restringía las posibilidades petrolíferas hacia el norte. La Mene Grande Oil Company perforó 7 pozos exploratorios que no alcanzaron objetivos profundos por dificultades mecánicas.

En 1986 se completó productor el pozo exploratorio El Furrial No. 1, al sur de la alineación Santa Bárbara-Jusepín. Siguieron los descubrimientos de Musipán en 1987 y Carito en 1988, y durante 1989 se perforaron 11 pozos exploratorios en el área. Estas perforaciones definieron la alineación El Furrial-El Tejero, con las arenas del Oligoceno superior debajo de 8.000' de lutitas marinas del Mioceno medio, y establecieron la base del bloque Pirital como un plano sub-horizontal, con los sedimentos del Cretáceo superior, Oligoceno y Mioceno temprano extendiéndose hacia el norte por debajo del bloque alóctono, y cambiando la estrategia exploratoria. Los pozos SBC-3E y PIG-1E (7.5 km al noroeste de SBC-3E) probaron el modelo nuevo en el área norte del corrimiento de Pirital en 1989 y 1992, al ser completados con éxito en yacimientos debajo del bloque sobre corrido.

El pozo profundo J-476 (18.473'), también al norte del corrimiento de Pirital, perforado en 1996 por el consorcio Total-Amoco bajo convenio operativo con Lagoven, obtuvo excelente producción del Oligoceno en horizontes profundos del viejo campo de Jusepín.

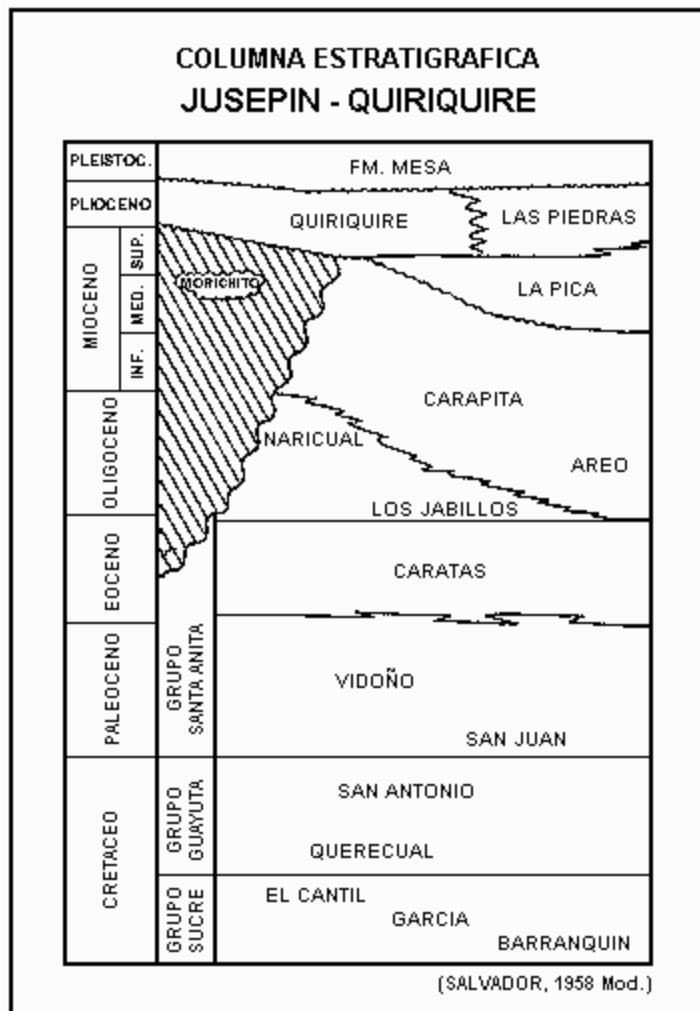
Estratigrafía:

En el campo de Santa Bárbara se han perforado las calizas de la sección basal de la Formación Vidoño (Cretáceo superior-Eoceno inferior) directamente encima de las areniscas de la Formación San Juan (Cretáceo superior).

Los estudios sedimentológicos del campo Mulata muestran que la sección entre el Cretáceo y el Oligoceno corresponde a facies diversas que varían desde fluvial y deltáico hasta marino de plataforma, con arenas de grano grueso y estratificación cruzada hasta arenas bioturbadas de grano fino, lodoletas y capas delgadas de lignito.

Durante el Mioceno la transpresión de la Placa Tectónica del Caribe sobre el continente suramericano ocasionó el movimiento al sur y la deformación del flanco norte de la Cuenta Oriental de Venezuela, que hizo migrar hacia el sur hasta el Mioceno medio las arenas que llegaban del Escudo de Guayana, al igual que los sedimentos erosionados en la serranía del norte. Las formaciones Carapita y La Pica fueron depositadas en esa cuenca desarrollada a principios del Neogeno.

La Formación Carapita (Mioceno inferior a medio) es la formación productora más antigua del área. Representa una invasión marina iniciada desde el Oligoceno y una regresión del mar hacia el Mioceno superior.



Tiene un espesor promedio de 6.000' y se compone en su mayor parte de lutitas marinas ricas en foraminíferos, frecuentemente distorsionadas, interestratificadas localmente en su parte alta con areniscas turbidíticas muy lenticulares (arenas Nodosaria del Miembro Chapapotal) de grano fino a grueso y hasta conglomeráticas, encontradas productoras por el pozo J-56 con 150' de espesor. En Marzo de 1944, el pozo J-130 obtuvo producción de las arenas Nodosaria-15 en la llamada Extensión Noreste de Jusepín, donde aparecen truncadas debajo de sedimentos del Mioceno superior. En este sector noreste constituyen un grueso desarrollo de sedimentos con limos, arcillas, arenas de grano fino hasta conglomeráticas. Las capas individuales de arena no pasan de 20' de espesor con intercalación lenticular de lutitas con 4a 10'.

Posteriormente a la sedimentación de la Formación Carapita se presentó en el área un levantamiento general, producto de esfuerzos originados en el norte y noroeste que dan lugar a un fuerte plegamiento de los estratos anteriores. Sigue al levantamiento un período de severa erosión que elimina los niveles superiores de Carapita.

La Formación La Pica (Mioceno superior), en marcada discordancia angular sobre la superficie erosionada de Carapita, representa el más importante desarrollo sedimentario en el área. Consiste en una alternancia de lutitas y arenas limosas depositadas en un ambiente marino somero transgresivo. Las areniscas, escasamente consolidadas, son de grano fino a muy fino, laminadas, ocasionalmente limosas, arcillosas o ligníticas.

La línea de playa en tiempos de la Formación La Pica sufría etapas de movimiento durante y después de la sedimentación, y el rejuvenecimiento periódico de altos y bajos en el fondo marino ejerció un efecto notable en la distribución y el espesor de los sedimentos. Se observan, por lo menos, dos discordancias intraformacionales muy extendidas en el sector suroeste del Área.

La fuente principal de los sedimentos de La Pica se encontraba al oeste, y los agentes distributivos corresponden a corrientes litorales que depositaban una sección más arcillosa hacia el este.

La Formación La Pica en el área de Jusepín se adelgaza rápidamente y se acuña sobre la discordancia mayor pre-La Pica en el norte o sobre el corrimiento anterior de Pirital. Las capas individuales de areniscas y lutitas de la formación también se adelgazan hacia el norte; las areniscas desaparecen hacia el sur y el este por transición a lutita o por erosión en discordancias intraformacionales.

La Formación Las Piedras (Mioceno superior-Plioceno), no-marina, depositada en aguas salobres, es concordante sobre la Formación La Pica, excepto en algunos lugares. Contiene esencialmente arenas lenticulares poco consolidadas de grano fino a medio, generalmente bien consolidadas, interestratificadas con lutitas, limos y lignitos. El espesor está entre 3.400 y 3.900 pies. Las areniscas son acuíferas en toda el Área. Las Piedras es transicional hacia el este a la Formación Quiriquire.

La Formación Las Piedras está cubierta en el área de Jusepín por la Formación La Mesa (Pleistoceno), que fue depositada en un ambiente continental. Consiste en gravas, arenas poco consolidadas y arcilla. Hacia el tope presenta una capa endurecida de grava cementada por óxido de hierro. El espesor varía de 500 a 900 pies.

El llamado "bloque alóctono de Pirital" es un cuerpo de arenas y lutitas, sobre corrido desde el noroeste, con un buzamiento de 40°, antes de la sedimentación de La Pica. El espesor del bloque es de 18.000' en el norte que disminuye hacia el sureste. Consiste en lutitas negras, limolitas, cuarzo libre, areniscas calcáreas o cuarzosas, pirita, carbón, restos de plantas. Su ambiente de sedimentación original es talud superior con intervalos de plataforma interna y corrientes turbidíticas.

Estructura:

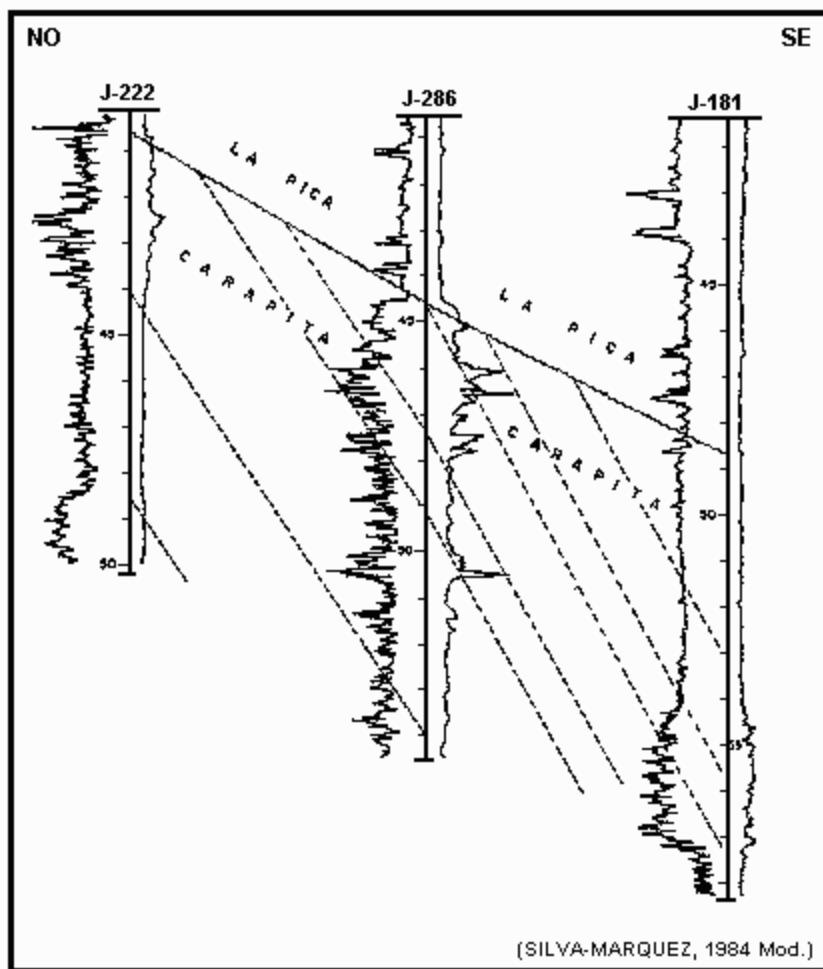
Al sur de la Serranía del interior Oriental se encuentra en el subsuelo un sistema de corrimientos que se conoce por interpretación geofísica y los pozos perforados. Un área está situada desde el campo La Ceiba en Anzoátegui hasta la falla de Urica, otra zona

entre Urica y el meridiano de Quiriquire, y una tercera sección al este de Quiriquire hasta el Golfo de Paria. El sector central corresponde al norte de Monagas, desde la Serranía del Interior hasta el eje de la Cuenca Oriental de Venezuela.

Entre las numerosas fallas inversas que conforman el sistema resalta el Corrimiento de Pirital, que divide el norte de Monagas en dos áreas: el bloque norte, de índole compresional, muestra una columna estratigráfica desde el Cretáceo hasta el Oligoceno que cabalga sobre sedimentos del Mioceno; y el bloque meridional, entre el corrimiento de Pirital y el Alto de Tonoro-El Lirial, donde aparece la Formación La Pica, cortada por sistema de fallas normales, asociada a tectónica distensiva transcurrente post-Mioceno medio.

En el Área Santa Bárbara-Jusepín se encuentran indicios de renovados empujes con fuerte componentes norte-sur ocurridos durante el período de deformación del Mioceno en la región norte de la Cuenca. Dentro de este estilo tectónico se mencionan el corrimiento y alto de Pirital con la erosión siguiente de Carapita (3.000' pies de sedimentos fueron erosionados en el Alto), la subsidencia e invasión marina de La Pica, la erosión de la zona basal de las arenas de Textularia (Formación La Pica) sobre el levantamiento central de Amana, el levantamiento posterior del Alto Tonoro-El Lirial durante la sedimentación de La Pica y la erosión de las arenas Textularia y Sigmoilina sobre el Alto. Movimientos tectónicos ocurridos durante la etapa de sedimentación de la Formación La Pica dieron lugar al levantamiento de anticlinales menores, como los de Jusepín, Muri y Amana Central, y de anticlinales mayores, como Tonoro-El Lirial.

SECCION ESTRUCTURAL
EXTENSION NORESTE DE JUSEPIN



El corrimiento de Pirital se considera como un sector del corrimiento frontal. Se identifica por una distancia de 200 km entre la falla de Urica en Anzoátegui hasta la falla de Los Bajos en el Golfo de Paria. Se estima que el fallamiento ocurrió entre el Mioceno medio y el Mioceno superior en el tiempo post-Carapita, cuando el área marginal pasiva del Cretáceo y Terciario inferior fue sobre corrida por bloques alóctonos provenientes del noroeste que ocasionaron extensas líneas de sobre corrido hacia el sur.

El área Santa Bárbara-Jusepín constituye, a nivel de La Pica, una depresión suave, al sur del levantamiento de Pirital y al norte del Alto de Tonoro (donde La Pica fue erosionada). Todos los campos del Área se encuentran alineados en un rumbo suroeste-noreste desde Tacat, en un homoclinal de buzamiento sur.

Al sur del corrimiento de Pirital se destaca la falla de Santa Bárbara, normal con buzamiento sur, acompañada por un ramal que se desprende pocos kilómetros al este de Pirital en el Área Santa Bárbara-Jusepín y se extiende hasta Tacat. Localmente, las

fallas de Santa Bárbara y de Amana cortan el Área siguiendo la dirección general de la alineación.

Producción:

La sección arenosa de la Formación La Pica comprende dos conjuntos operacionales productivos: la sección inferior conocida como Arenas Textularia y una superior denominada Arenas Sigmoilina; una zona más alta (Cassidulina) no ha mostrado producción. La acumulación de hidrocarburos en las areniscas de La Pica está limitada principalmente por el acuñamiento de las arenas y existe una multitud de trampas estratigráficas lenticulares. Se conocen 25 areniscas productoras en las zonas de Textularia y Sigmoilina. Las areniscas individuales son extremadamente finas y hacia el este se tornan altamente arcillosas. En la extensión noreste La Pica solo ha rendido una producción muy escasa.

El pozo SBC-3E, perforado en 1989, probó el bloque norte del corrimiento de Pirital, con 6.100 b/d 35° API. El pozo PIC-IE, 7.5 km al noroeste, confirmó en 1992 esta acumulación debajo del corrimiento con producción de 4.500 b/d, 36° API, 37 MMPCGD. Estos pozos abrieron muy favorables expectativas.

La Extensión Noreste de Jusepín es una prolongación estrecha con rumbo suroeste noreste, descubierta en 1944 por el pozo J-130 (414 b/d, 31.2° API). Producen las arenas superiores turbidíticas del Miembro Chapapotal de la Formación Carapita, que aparecen con buzamiento de 60° al sureste, truncadas debajo de la discordancia con La Pica. El yacimiento (Nodosaria-15) con un espeso promedio de 650' está limitado al oeste por una falla transversal noreste con desplazamiento de hasta 1.000'.

Los crudos del Área Santa Bárbara-Jusepín tienen gravedad de 22 a 36° API, con promedio de 31°. El pozo descubridor J-1, produjo 544 b/d, 32.6° API. El contenido de azufre es moderado. Los pozos productores de la Formación La Pica mostraron una fuerte declinación de la presión y un rápido descenso en las tasas de producción.

A fines de 1962 se inició la inyección de agua al Bloque Central del sector Noreste de Jusepín. Fue suspendida en 1966 por fallas mecánicas, con resultados difíciles de evaluar.

En Noviembre de 1964 comenzó la inyección de gas en la extensión Noreste de Jusepín. Suspendida en 1966 y reiniciada en Febrero de 1978 hasta Febrero de 1982.

Lagoven firmó en Noviembre de 1993 un convenio operativo por veinte años con la empresa Total Oil and Gas Venezuela para la reactivación del campo Jusepín; Lagoven mantendrá el control sobre los hidrocarburos y cancelará la inversión de acuerdo al barril producido, pasando a ser propietaria de las instalaciones al término del contrato. Amoco Venezuelan Petroleum Company se asoció (4596) con Total en el programa de recuperación del campo. El pozo J-476 (18.437'), perforado en Abril de 1996 por el consorcio, descubrió una nueva zona productora en las arenas oligocenas de la

Formación Naricual (Merecure), con producción inicial total de 14.200 b/d de crudo liviano de 33-35° API.

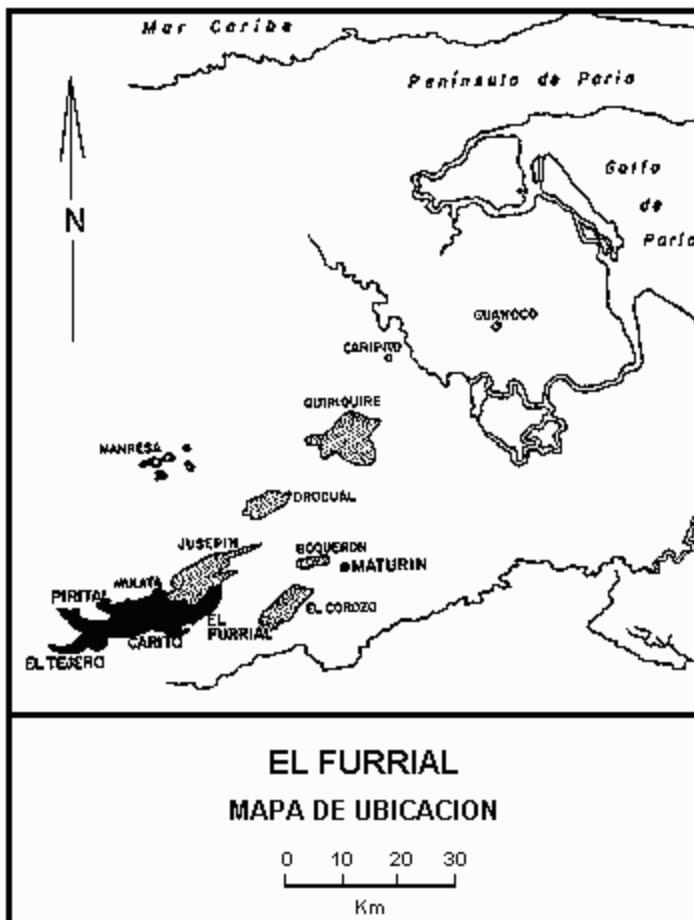
Un oleoducto de 16" transporta el crudo de Jusepín, Musipán y El Furrial hasta Travieso, donde ingresa al sistema Travieso-Puerto La Cruz de 40".

El Furrial

El área de El Furrial, al este de Venezuela, se encuentra en la zona norte del Estado Monagas, vecina al campo de Jusepín, 35 km al suroeste de la ciudad de Maturín.

Los campos petrolíferos tradicionales de Jusepín y Santa Bárbara habían sido descubiertos en 1938 y 1941 con producción del Mioceno superior. Pequeños flujos de barro y filtraciones de petróleo y gas al extremo norte de los campos Travieso-Santa Bárbara indicaban las posibilidades de encontrar acumulaciones comerciales de hidrocarburos debajo del bloque alóctono de Pirital. En la década de los '50 la Mene Grande Oil Company perforó siete pozos exploratorios que penetraron el bloque, pero no alcanzaron objetivos profundos por dificultades mecánicas.

En 1957 se encontró petróleo al norte del campo Tacat en arena de la Formación Las Piedras, y entre 1957 y 1958, cuando se perforaron cinco pozos exploratorios en el área de Pirital, el último, productor, descubrió petróleo a poca profundidad.



A partir de 1985 la exploración sísmica moderna y la interpretación geológica bajo nuevos conceptos llevaron al descubrimiento de yacimientos profundos de El Furrial en 1986, Musipán en 1987 y Carito en 1988. El pozo descubridor del área, El Furrial-1X, fue completado a 4.565 m con producción de 7.500 b/d de crudo con gravedad 28.5° API. El esfuerzo exploratorio prosiguió hasta principios de 1988 con la perforación de cinco pozos exploratorios profundos. Los pozos que siguieron en el sector El Furrial-Musipán continuaron obteniendo producción excepcional de 5.000 a 6.000 b/d/pozo que en algunos sobrepasó los 7.000.

El pozo SBC-3E fue completado en 1989 probando el área al norte de la falla de Pirital con 6.100b/d, 35° API. El pozo PIC-1E, 7.5 km al noroeste, confirmó esta acumulación debajo del corrimiento y fue completado en 1992 con 4.500 b/d, 36° API.

Corpoven descubrió en 1993 un nuevo yacimiento de crudo mediano (27-29° API) en el pozo exploratorio SBC-10E (17.500') con considerables reservas de petróleo y gas. La exploración siguió con 4 pozos adicionales en el alineamiento El Furrial-Musipán.

Toda el área fue cubierta por la sísmica 2D y 3D que, conjuntamente con la información obtenida de los pozos, ha permitido la división en tres bloques principales, El Furrial, Carito y El Tejero, de este a oeste.

Los yacimientos se encuentran a gran profundidad (14.000' en El Furrial, 15.000' en Carito y 17.000' en El Tejero). El pozo PIC-10E, Corpoven, logró una prueba de 2.560 b/d de crudo de 35° API a profundidad mayor de 18.500'.

El Área de El Furrial es vecina a El Corozo, San Vicente, Boquerón, Chaguaramal, donde se han identificado estructuras geológicas de igual interés petrolífero.

Por otro lado, la presencia de hidrocarburos livianos en el bloque de El Tejero, 1.700' más bajo que El Carito, parece indicar la posibilidad de encontrar hacia el oeste yacimientos de crudo más liviano y porosidad similar en los bloques Casupal-Mata Grande y Tonoro a profundidad aún mayor que en El Tejero.

Estratigrafía

La columna estratigráfica alcanzada por los pozos perforados abarca desde el Pleistoceno hasta el Cretáceo.

Las formaciones cretácicas contienen sedimentos terrígenos provenientes del Escudo de Guayana depositados en un ambiente fluvial a marino somero. Están constituidas básicamente por areniscas de grano fino a medio, intercaladas con arenas cuarzosas y arcillas. Algunas de estas formaciones se caracterizan por una secuencia de lutitas oscuras con una base de calizas masivas, arenas y lutitas, delgadas.

Desde finales del Cretáceo comienza un depósito de ambiente más marino, arenas y lutitas. Se presenta luego un hiato estratigráfico seguido por sedimentos estuarinos.

EL FURRIAL
COLUMNA ESTRATIGRAFICA

EDAD		FORMACION	ESPES.	DESCRIPCION LITOLOGICA
RECENTE PLEISTOCENO		MESA	900'	ARCILLAS CON CAPAS DE ARENISCA Y CARBON
PLIOCENO		LAS PIEDRAS	3.400'	LIMOLITAS Y ARENISCAS CON ARCILLAS Y CAPAS DE CARBON
M	SUPERIOR	LA PICA	3.300'	LUTITAS INTERCALADAS CON ARENISCAS DE GRANO FINO Y LIMOLITAS
I		A		ARENISCAS CON LUTITAS LIMOLITAS Y CARBON
O	MEDIO	B		LUTITAS CON LIMOLITAS Y ARCILLAS
C		CARAPITA		
E		C		
N		D		
O	INFERIOR	E		LUTITAS CON LENTES DE ARENISCA
OLIGOCENO		NARICUAL	1.550'	ARENISCAS CON LUTITAS Y LIGNITOS
		AREO	70'	LUTITAS Y LIMOLITAS
		LOS JABILLOS	540'	ARENISCAS CON LUTITAS
EOCENO		CARATAS	630'	LIMOLITAS Y ARENISCAS
PALEOCENO		VIDOÑO	220'	LUTITAS, LIMOLITAS Y ARENISCAS

La secuencia Eoceno medio-Oligoceno corresponde a un prolongado ciclo de depósito principalmente nerítico profundo que grada transicionalmente a ambiente marino somero y cambia a profundo nuevamente al final.

La Formación Areo (Oligoceno inferior), depositada en ambiente marino litoral, está formada de lutitas carbonáceas y piríticas intercaladas por limolitas arcillosas, piríticas o carbonosas. Constituye una sección transgresiva sobre la superficie erosionada de la Formación Los Jabillos (Paleoceno).

La Formación Naricual (Oligoceno medio a superior) se depositaba inicialmente en un ambiente fluvial gradualmente inundado por sucesivas incursiones marinas. Esta formada por una secuencia de areniscas de grano fino a grueso con matriz arcillosa, bien consolidadas, intercaladas con lentes de lutita ligeramente calcárea, limolitas arcillosas,

y delgadas capas de carbón hacia la base. El ambiente sedimentario varió al final hasta deltaico o marino somero. El espesor promedio es de 1.600'.

Conforme a las características litológicas de la formación y a la presencia de dos cuerpos lutíticos de 30 a 50 pies de espesor ha sido dividida en tres sectores, Naricual inferior, medio y superior.

Las formaciones petrolíferas Caratas, Los Jabillos y Naricual infrayacen una gruesa sección lutítica, fuertemente compactada, con espesor de 7.000 a 10.000 pies, que representa la sedimentación marina de Carapita y La Pica inferior.

La Formación Carapita (Mioceno inferior a medio) es discordante sobre formaciones más antiguas, y está constituida principalmente por lutitas, con capas arenosas y limosas. El ambiente de sedimentación va de marino somero en la zona basal hasta marino profundo. El espesor promedio es de 7.000'; en algunos pozos de El Carito llega hasta 11.400'.

La sección inferior de Carapita tiene las lutitas con mayor compactación. La zona intermedia comprende lutitas generalmente calcáreas. La lutitas superiores son piríticas o glauconíticas, de poca compactación, intercaladas con limolitas.

La Formación La Pica (Mioceno superior-Plioceno inferior) es discordante sobre Carapita. Consiste en una serie de lutitas y areniscas consolidadas de grano fino a muy fino, laminadas, localmente limosas o ligníticas. La sección arenosa se divide en dos unidades operacionales: Arenas Textularia la inferior y Arenas Sigmoilina la superior.

La Formación Las Piedras (Plioceno) fue depositada en aguas salobres de ambiente fluvio deltaico costanero, y está compuesta esencialmente de areniscas lenticulares no consolidadas, de grano medio, bien desarrolladas, interestratificadas con lutitas y abundantes capas de carbón en la sección alta. El espesor es de 3.400 a 3.900 pies.

La Formación Mesa (Pleistoceno-Reciente) se depositó en un ambiente continental. Está constituida en la base por cuerpos de areniscas de grano grueso a conglomerático y capas de lignito, alternando con arcillas en su sección media y superior. El espesor varía de 500 a 900 pies.

En la parte noroeste del área se presenta una sección cretácica subrecorrida a las formaciones autóctonas, el llamado Bloque Alóctono de Pirital. Es una unidad de arenas, calizas y lutitas, cuyo espesor aumenta hasta el noroeste con su base en el norte a los 18.000'. El Bloque se caracteriza por la presencia de lutitas negras limolitas, cuarzo libre, restos de plantas, areniscas calcáreas o cuarzosas, carbón. El ambiente de depósito es talud superior con alguna fauna de plataforma interna; existen restos indicativos de corrientes de turbidez en todo el Bloque.

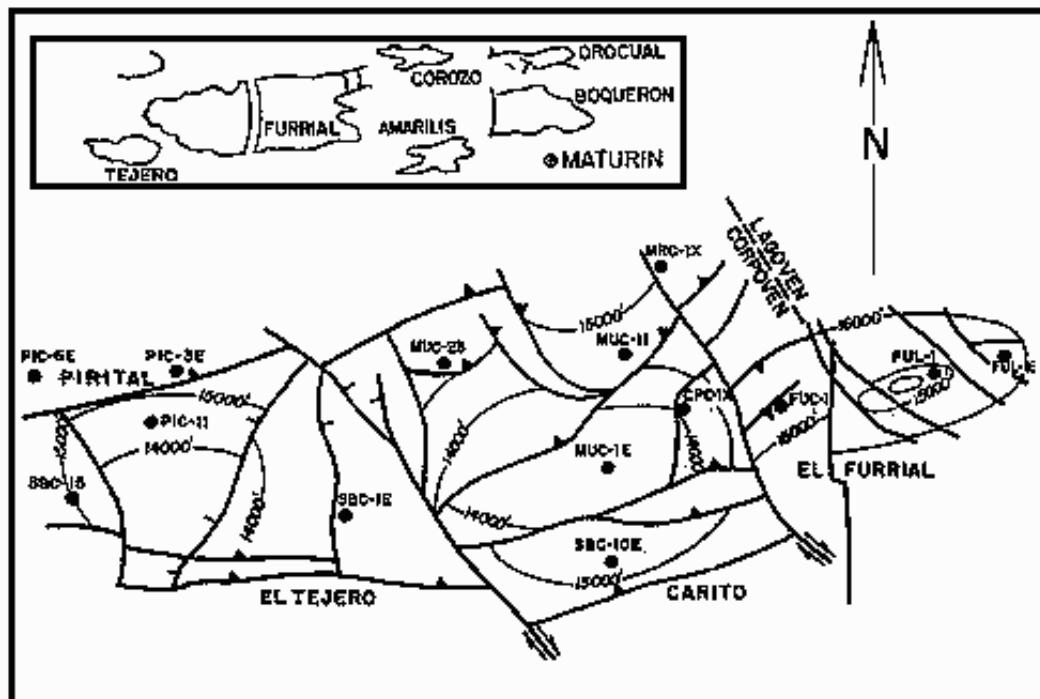
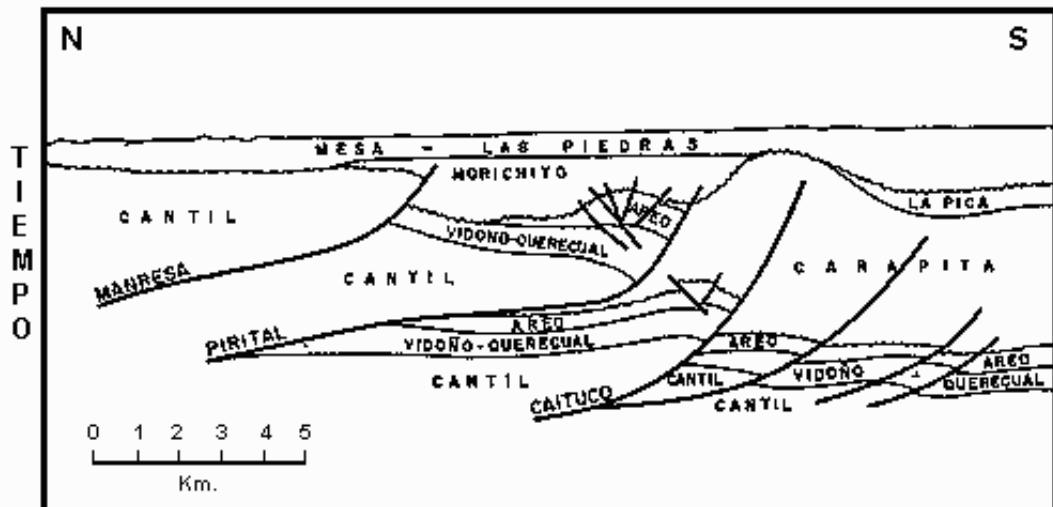
Estructura

Durante el Mioceno medio la transpresión de la placa tectónica del Caribe contra la de Suramérica ocasionó el movimiento de la Serranía del Interior y la deformación del flanco norte de la Cuenca Oriental de Venezuela con el sobrecorrimiento hacia el sur del bloque alóctono de Pirital y reactivación de estructuras profundas pre-cretácicas al final del Mioceno medio.

Esta deformación tectónica del Norte de Monagas, generado por un régimen de tipo compresional, dió lugar a plegamiento suave y fallamiento inverso de gran desplazamiento con la formación de estructuras de tipo anticinal, segmentadas en bloques fallados.

Las fallas inversas se despliegan en gruesas escamas con orientación preferencial noreste-suroeste, mostrando buzamiento norte y desplazamiento variable. El plano de cizallamiento de Pirital se puede considerar como plano de desplazamiento lateral y de cabalgamiento asociado en profundidad con fracturas precretácicas.

NORTE DE MONAGAS
MODELO SISMICO INTERPRETATIVO



EL FURRIAL
MAPA ESTRUCTURAL
FORMACION NARICUAL

0 4 8
 Km.

También se originaron fallas normales de orientación norte-sur asociadas, en algunos casos, a movimiento horizontal de bloques.

El Área de El Furrial se interpreta como una estructura anticlinal en una alineación de rumbo este-oeste, ligeramente asimétrica con buzamiento máximo entre 10° y 20°. Presenta fallas inversas longitudinales en sus flancos y se encuentra segmentada en bloques por fallas normales transversales. En el Área se pueden identificar seis bloques independientes: El Furrial, Carito Central, Mulata Norte, Mulata Oeste, Carito Sur y Santa Bárbara-Pirital.

La información sísmica estimó un cierre vertical de 3.000'.

Producción

La secuencia estatigráfica penetrada por los pozos del área comprende grandes conjuntos de areniscas cuarzosas intercaladas por capas delgadas de lutita. Se han identificado cinco horizontes petrolíferos: Naricual superior, Naricual medio, Naricual inferior, Los Jabillos y Caratas. Los mejores yacimientos se encuentran en la Formación Naricual del Oligoceno.

La producción se obtiene de arenas esencialmente limpias, consolidadas, con un alto potencial de hidrocarburos.

La sección productiva, Cretáceo superior al Terciario medio, es clástica, con espesor de arena entre 200' y 1.200'. El contenido de arcilla en las arenas cretácicas es de 15-25% y para el Terciario es de 12-15%.

La profundidad de los pozos del Norte de Monagas varía desde 14.500' en la cumbre de la estructura hasta más de 22.000' para los pozos perforados en los flancos de las áreas profundas de Santa Bárbara y Pirital.

Los yacimientos contienen hidrocarburos en forma de gas condensado, petróleo volátil o petróleo negro. Los hidrocarburos de Santa Bárbara y Pirital bajan gradualmente la gravedad API con la profundidad; se observa una zona de fase gaseosa en la parte más alta de la estructura, una sección de petróleo volátil al centro, y petróleo negro en la zona inferior.

La gravedad del crudo en el Norte de Monagas varía de 23 a 36° API.

El potencial productivo de los pozos es muy alto. El pozo descubridor, El Furrial-1X, obtuvo sobre los 7.000 b/d con 275.6 m de arena neta petrolífera. El espesor de arenas ha permitido el diseño de completaciones dobles, logrando producción superior a 10.000 b/d/pozo.

La presión de los pozos alcanza 8.000 a 8.500 lpc a nivel de yacimiento; la presión superficial de flujo llega a 7.500 lpc. La temperatura del crudo se encuentra entre 280° F y 320° F.

Algunos yacimientos del Área presentan dificultades en el manejo del crudo debidas al depósito de asfaltenos en el yacimiento y en la tubería eductora. El crudo de El Furrial muestra 5% de asfaltenos que llega a 15% en El Carito.

Otro factor desfavorable es el porcentaje de arena, que en el bloque El Carito alcanza a .6 lb/bbl. El contenido de H₂S se acerca en algunos casos a 880 ppm.

YACIMIENTOS

Campo	Yacimiento	Edad	Gravedad
El Tejero	La Pica	Mioceno Sup. Plioceno	23° API
Carito	Naricual	Oligoceno	26°
Furrial - Carito	Los Jabillos	Oligoceno	55°
Tejero - Carito	Merecure	Oligoceno	26°
Furrial - Carito	Caratas	Eoceno	34°

PRODUCCION

	S. Bárbara-Pirital	Carito-Mulata	El Furrial
Profundidad	17.000'	15.000'	14.000'
Temperatura	310° F	305° F	300° F
Presión	11.000 lpc	8.5000 lpc	7.500 lpc
Asfaltenos	3%	15%	5%
Arena	0.2 lb/bbl	0.6 lb/bbl	0.1 lb/bbl

Los planes de recuperación secundaria abarcan cinco proyectos, dos de los cuales se encuentran en actividad (inyección de agua en Carito Norte y en El Furrial) y los siguientes entraran en funcionamiento entre los años 1996 y 2000 (inyección de gas en Carito Central, Carito Oeste y El Tejero, y de gasagua en El Furrial).

En 1992 Lagoven comenzó el proyecto RESOR (Recuperación Secundaria Oriente) utilizando en El Furrial aguas subterráneas profundas no aptas para el consumo ni el riego agrícola, por su alta concentración de carbono, gas y azufre. Desde 1995 se inyecta 400 mil b/d a través de 27 pozos inyectores; se proyecta aumentar el agua en 550 mil b/d con 400 MMpc de gas por día.

Un oleoducto de 16" transporta el petróleo de Jusepín, Musipán y El Furrial hasta Travieso, donde ingresa a las líneas Travieso-Puerto La Cruz. Como flexibilidad

operacional existe la interconexión con los sistemas existentes para el envío de petróleo al terminal de Caripito, en el río San Juan.

El gas que se produce asociado al crudo se comprime y se transfiere al Complejo Muscar. El gas rico se envía a la Planta de Extracción de Santa Bárbara y las corrientes menos ricas van por gasducto a la Planta de Extracción de San Joaquín. El líquido es transportado a la Planta de José para su fraccionamiento.

El Corozo, San Vicente y Boquerón

En el Área Norte de Monagas, dentro de la Cuenca Oriental de Venezuela, se encuentran en explotación dos alineaciones de gran importancia por sus yacimientos de hidrocarburos, los campos Jusepín-Santa Bárbara productores desde la completación del pozo Jusepín-1 en Octubre de 1938 (Revista «Petroleum» No. 93, Mayo 1996), y los campos El Furrial-El Tejero descubiertos por el pozo El Furrial-1 en 1956 con extraordinario potencial de producción (Revista «Petroleum» No. 94, Junio 1996).

A partir del alineamiento Tonoro-El Tejero-El Furrial se han encontrado estructuras orientadas en su mismo eje suroeste-noreste, los campos El Corozo-San Vicente-Boquerón, con excelente producción de hidrocarburos.



Estratigrafía

La Formación Caratas (Paleoceno-Eoceno) fue encontrada a los -17.364' en el pozo Boquerón-2X. Consiste en areniscas calcáreas, de grano fino a medio, intercaladas por capas delgadas de lutita y limolita. Presenta intervalos menores de caliza.

Continúa la columna estratigráfica con la Formación Los Jabillos (Oligoceno-inferior), compuesta de areniscas de grano fino a medio, bien cementadas, con lutitas limosas y limolitas. El espesor es de unos 430'.

La Formación Areo (Oligoceno inferior alto) con 80-150', contiene lutitas y capas delgadas de areniscas y limolitas. En Boquerón se encuentra bajo los 17.500' y en San Vicente a 17.400'.

La Formación Naricual (Oligoceno medio a superior) de ambiente marino somero a deltáico, presenta una sección de arenas de grano fino con intercalación de lutitas y limolitas. En el área de Boquerón hay mayor desarrollo de lutitas y las limolitas son arenosas. En Boquerón se identifica el Miembro inferior de Naricual, y las secciones media y superior se consideran como un equivalente de las arenas basales de la zona F de la Formación Carapita.

La Formación Carapita (Mioceno inferior y medio) corresponde predominante mente a un paleoambiente batial con condiciones neríticas en la base y en el tope de la formación. Se caracteriza por lutitas con delgadas intercalaciones de arenisca y limolita. En Boquerón-2X se identificaron las zonas B, C, D y E. Alcanza 6.000' en Boquerón.

EL COROZO - SAN VICENTE - BOQUERON
COLUMNA ESTRATIGRAFICA

EDAD	FORM.	PROF. (PIES)	ESPES. (PIES)	DESCRIPCIÓN
MIOCENO PLIOPICO	MESAS	1000	2000	Arcillas, conglomerados, areniscas cuarzosas y limolitos.
PLIOPICO	LAS PIEDRAS	2000		
MIOCENO INFERIOR A MEDIO	LA PICA	3000	2447	Arcillas, plásticas, lutitas, limolitas y areniscas de grano fino.
CARAPITA		4000		
MIOCENO INFERIOR A MEDIO	LA PICA	5000	1600	Lutitas con limolitas y areniscas cuarzosas
CARAPITA		6000		Areniscas cuarzosas
MIOCENO INFERIOR A MEDIO	LA PICA	7000		
CARAPITA		8000		
MIOCENO INFERIOR A MEDIO	LA PICA	9000		
CARAPITA		10000	7900	Lutitas duras, limosas, calcáreas.
MIOCENO INFERIOR A MEDIO	LA PICA	11000		
CARAPITA		12000		
MIOCENO INFERIOR A MEDIO	LA PICA	13000		
CARAPITA		14000		Lentes de arenisca.
OLIGOCENO MARCIAL	S	15000	1620	Areniscas masivas con capas delgadas de lutitas, limolitas y lignitas.
M				Lutitas y limolitas.
T				
ANEG			50	

La Formación La Pica (Mioceno superior-Plioceno inferior), de ambiente marino somero y continental, se compone de lutitas compactas con limolitas y areniscas. En el pozo BOQ-2X se observaron delgados lentes de lignito. El espesor promedia 2.700'. Las arenas y lutitas de La Pica, fueron depositadas transgresivamente sobre la Formación Carapita erosionada.

Continúa, en orden ascendente, la Formación Las Piedras (Plioceno), sedimentada en aguas salobres y constituida esencialmente por arenas lenticulares de grano medio bien

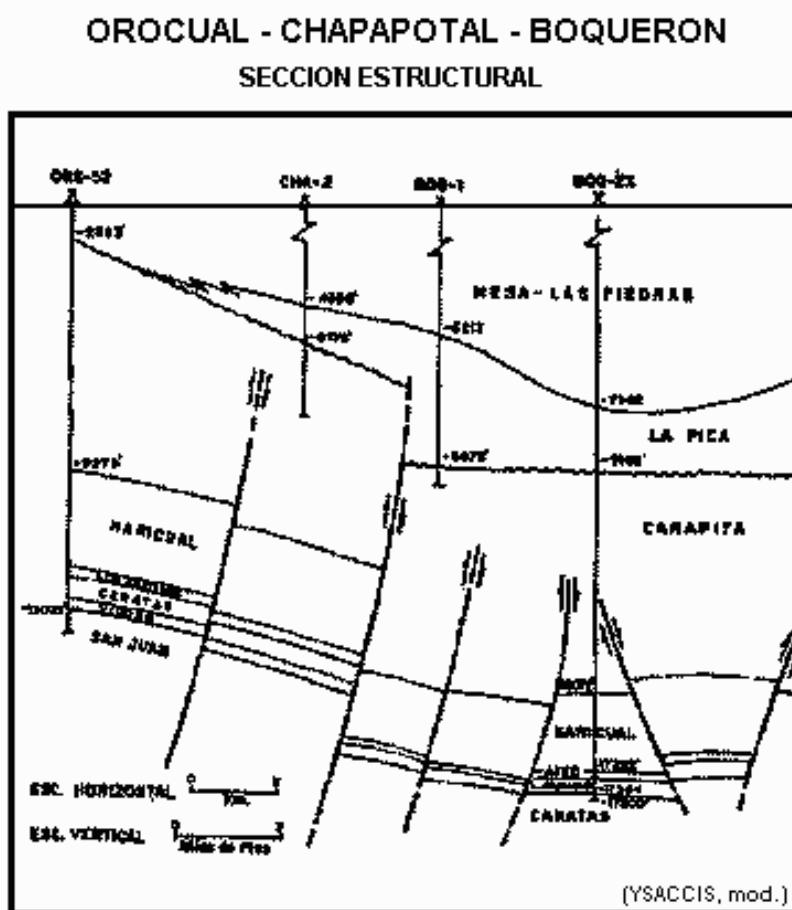
desarrolladas, con lutitas poco consolidadas y lignitos. Tiene un espesor que llega a más de 4.000'.

La Formación Mesa (Pleistoceno) de origen continental, se compone de arcillas y areniscas de grano medio a grueso, "poco" consolidadas, con niveles conglomeráticos en la parte superior.

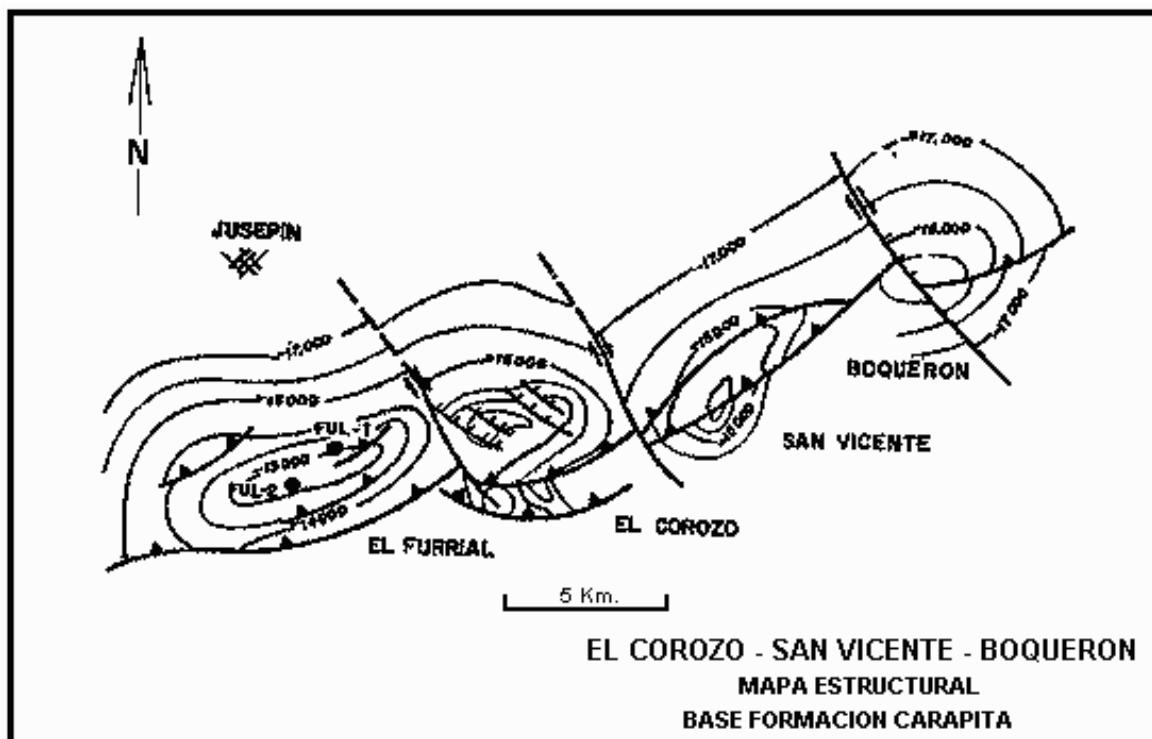
La secuencia litológica del Terciario demuestra en Boquerón litofacies con rocas arenáceas, carbonáticas, lutíticas, que determinan, conjuntamente con los estudios micropaleontológicos y palinológicos, ambientes sedimentarios costaneros y de plataforma, en un ciclo mayor transgresivo con transición de barras marinas someras a conjuntos turbidíticos pasando por una plataforma carbonática.

Estructura

Los rasgos estructurales en los campos del Norte de Monagas fueron originados por un régimen de tipo compresivo, que dió lugar a plegamientos y sobrecorrimentos que resultaron en la formación de estructuras de tipo anticlinal y sistemas de falla inversa de gran desplazamiento, originadas por la transpresión del borde de la placa tectónica del Caribe con la placa de Suramérica.



El área de El Corozo-San Vicente-Boquerón se encuentra al este del campo El Furrial, en la continuación de su alineación de oeste a este. Los campos participan de la misma estructura anticlinal, ligeramente asimétrica, con buzamiento máximo entre 10 y 20°, y de las fallas inversas longitudinales al sur de la estructura. Un sistema de fallas transversales normales, con rumbo noroeste-sureste y transcurrencia dextral secciona el área en bloques diferentes.



Producción

La columna petrolífera incluye formaciones cretácicas y terciarias.

Las calizas presentes son densas y compactas, sin la porosidad que exige la roca-yacimiento. Las areniscas de barra costera y de canales turbidíticos constituyen los horizontes petrolíferos.

El pozo BQN-1 de Boquerón (18.250') fue completado en Septiembre de 1989 con un intervalo perforado de 153' en arenas de Naricual inferior con una tasa de producción en flujo natural de 4.842 BNPD y 5.06 MMPCD de gas, 0% de agua y sedimento, RGP 1.046, 30.2° API.

En El Furrial y Boquerón se presentan presiones anómalas con significativos problemas, que pueden obligar a una rápida modificación de los programas de perforación al identificar las anomalías, y al aislamiento de las formaciones subcompactadas adyacentes en la búsqueda de exploración y desarrollo exitosos.

Pirital - Orocual - Manresa

En la zona norte de Monagas se encontraron flujos de barro y de petróleo o gas en la superficie del terreno, y en 1912 los geólogos demostraron su interés por descubrir acumulaciones comerciales de petróleo, recomendando a las empresas que solicitaran concesiones petroleras al gobierno venezolano.

En 1918 la Caribbean Petroleum Company (Grupo Shell) perforó en el área de Orocual, por indicación de los geólogos de campo, los pozos Molestia-1 y Molestia-2 (el pozo más profundo de Venezuela para aquella época, 3.240'). En Abril de 1933 la Shell encontró petróleo de la Formación Las Piedras a 3.040'. Volvió a perforar durante 1944 y en 1958 comenzó la explotación del campo Orocual.

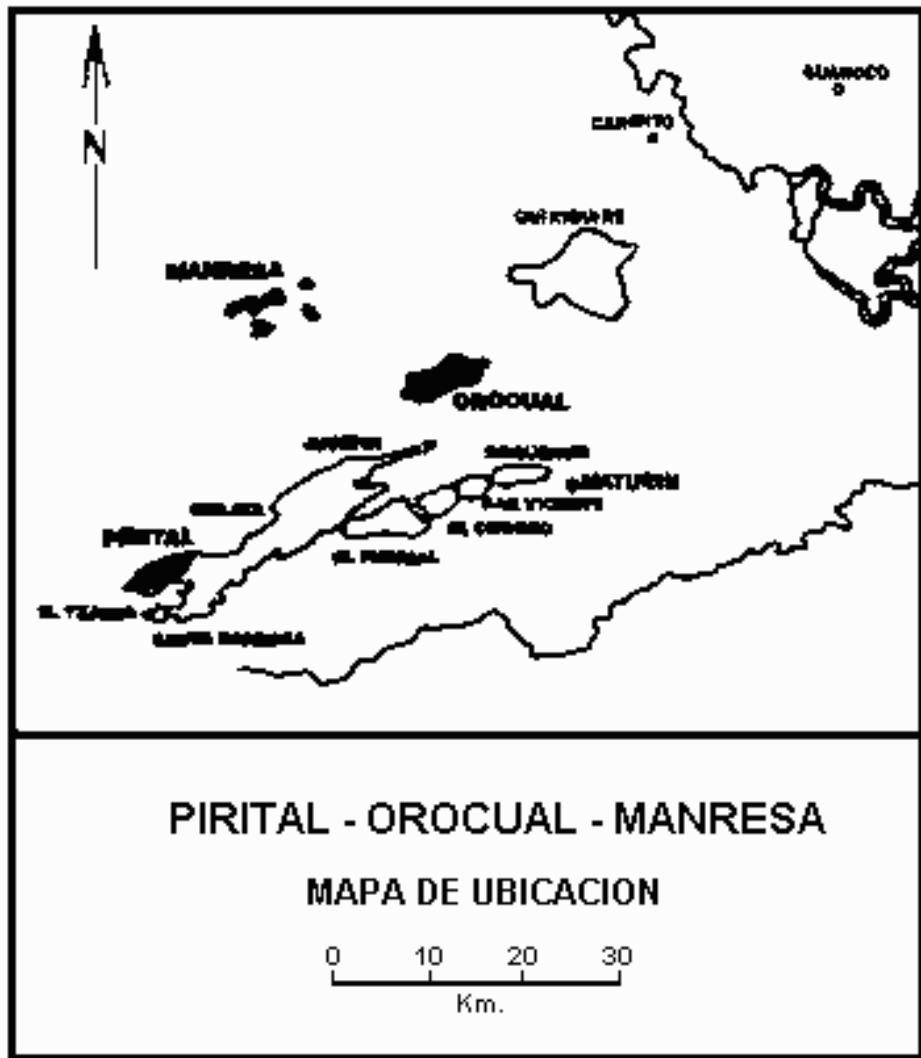
En Octubre de 1938 la Standard Oil Company of Venezuela descubrió el campo petrolífero de Jusepín, y en 1941 la Compañía Consolidada de Petróleo (Sinclair) encontró el petróleo de Santa Bárbara. Estos campos se extendieron en el alineamiento de explotación del Mioceno superior (Revista Petroleum, No. 93, Mayo 1996).

Para 1945 la Venezuelan Atlantic encontró petróleo a 2.500' en Pirital, al norte de Santa Bárbara, que más tarde se explotó con yacimientos someros, cuando el último de cinco pozos exploratorios encontró el petróleo de la Formación Las Piedras.

Al noroeste de Orocual, la empresa Creole Petroleum Corporation descubrió en 1954 el campo Manresa, a 2.640' de profundidad, mediante estudios sismográficos, con producción de Las Piedras y del Cretáceo.

En 1985 la exploración sísmica moderna y la avanzada tecnología de perforación lograron descubrir y alcanzar las estructuras profundas del norte de Monagas y encontrar excelentes productores en la alineación El Furrial-Boquerón (Petroleum, No. 94, Junio 1996 y No. 95, Julio 1996) y en los viejos campos Orocual, Mauresa, Pirital y Santa Bárbara.

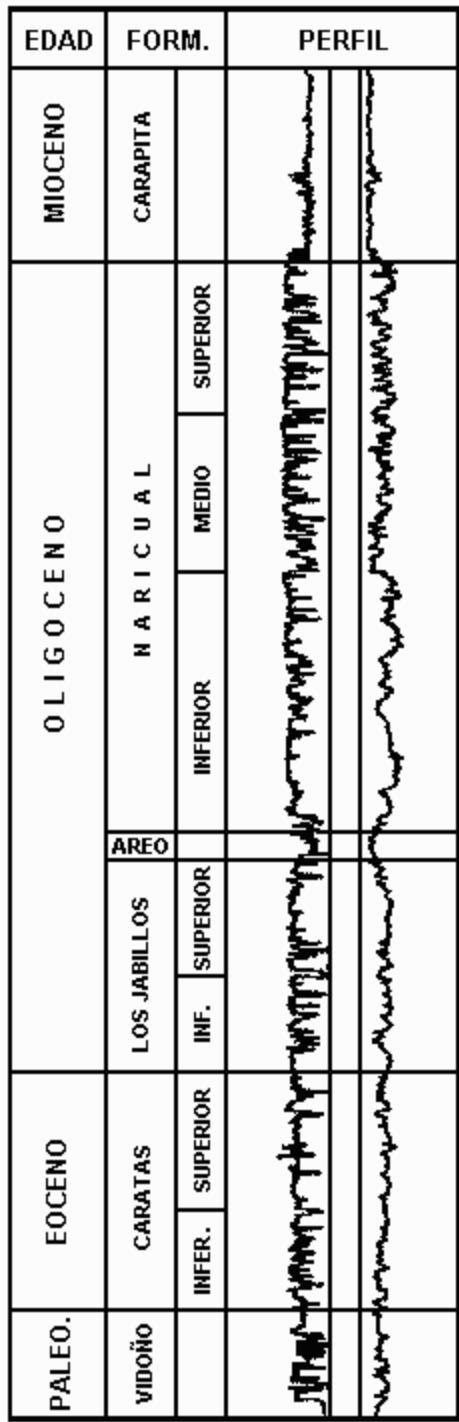
En el norte de Monagas las perspectivas exploratorias se han incrementado últimamente debido a los descubrimientos de petróleo liviano en el Cretáceo superior y el Terceario inferior evidenciados por los pozos del área de El Furrial y del campo Orocual.



Estratigrafía

Los sedimentos cretácicos son terrígenos, originados en el Escudo de Guayana y depositados en ambiente estuarino con influencia fluvial. El espesor promedio de las formaciones cretácicas es de 1.500'. Están constituidas básicamente por arenas de grano fino a medio que se intercalan con areniscas cuarzosas y arcillas. Algunas formaciones se caracterizan por una secuencia de lutitas delgadas, en un surco original que se extendió hasta el Terciario inferior.

NORTE DE MONAGAS
PERFIL ELECTRICO



La estructura de Manresa fue perforada hasta alcanzar las calizas, muy tectonizadas, de la Formación El Cantil (Aptiense-Albiense), pero los horizontes petrolíferos del área se encuentran a partir de la Formación San Juan.

La Formación San Juan (Cretáceo superior) fue penetrada por el pozo ORC-15, de Orocual, entre 13.500' y 14.000'. En ORS-52 se encontró bajo los 13.000', y se estima que en los pozos más bajos de la estructura la profundidad promedia los 16.000'. Consiste, esencialmente, en areniscas cuarzosas bien consolidadas con ocasionales cuerpos de lutita y limolita calcárea. Pasa, transicionalmente, a la Formación Vidoño.

La Formación Vidoño (Cretáceo superior-Paleoceno) se caracteriza en Orocual por dos intervalos: un sector inferior de calizas cristalinas y otro superior de lutita limosa moderadamente dura. El espesor promedio es de 150'.

La Formación Caratas (Eoceno) tiene una sección inferior de areniscas interestratificadas con limolitas y lutitas friables a duras; el sector superior es de caliza dura.

Las formaciones Los Jabillos, Areo y Naricual (Grupo Merecure), suprayacentes, marcan la transgresión oligocena y el desarrollo de una nueva cuenca durante el Oligoceno, con depósitos de ambiente fluvial que fue inundado gradualmente por sucesivas incursiones marinas.

La Formación Los Jabillos (Oligoceno inferior) consiste principalmente en barras marinas y costeras con areniscas cuarcíticas arcillosas de grano fino, friables a moderadamente duras y lutitas limosas.

La Formación Areo (Oligoceno inferior alto), concordante y transicional sobre Los Jabillos, tiene un espesor de 80' a 150' de lutitas duras, ocasionalmente limosas o calcáreas, de ambiente marino litoral.

La Formación Naricual (Oligoceno medio a superior), de ambiente próximo costero con marcada influencia nerítica en el sector inferior. Es concordante con la Formación Areo y presenta una secuencia de areniscas de grano fino a grueso, bien consolidadas, con intercalaciones de lutitas y limolitas. Los miembros medio y superior se consideran el equivalente de las arenas turbidíticas de la Zona F que se establecía como base de la Formación Carapita. El espesor promedio es de 1.600'. El pozo PIC-10E de Pirital es productor a mas de 18.500' de profundidad.

La Formación Carapita (Mioceno inferior a medio) fue depositada predominantemente en un ambiente batial, aunque se han determinado condiciones neríticas en la base y en el tope de la formación. Contiene hasta 10.000' de lutitas con intercalación de areniscas cuarzosas discontinuas y arcillas o limolitas arenosas, carbonosas o calcáreas. Mediante estudio paleontológico se determinaron en Orocual las zonas A, B, C, D, E y F. El espesor llega a los 6.000'; en Orocual tiene 3.450'.

La región fue sometida a una severa erosión después de la sedimentación de Carapita, que eliminó cerca de 3.000' de sedimentos en la cumbre del levantamiento de Pirital, y originó la discordancia post-Mioceno medio.

La Formación La Pica (Mioceno superior-Plioceno inferior), de lutitas y areniscas de origen nerítico interior a continental, no aparece en Orocual. Al norte del corrimiento de Pirital se encuentra una sección sedimentaria, la Formación Morichito, equivalente lateral parcial de la Formación La Pica, formada por clásticos derivados de la Serranía del Interior, depositados en ambiente continental a conglomerático en lugar de las facies más marinas características de La Pica.

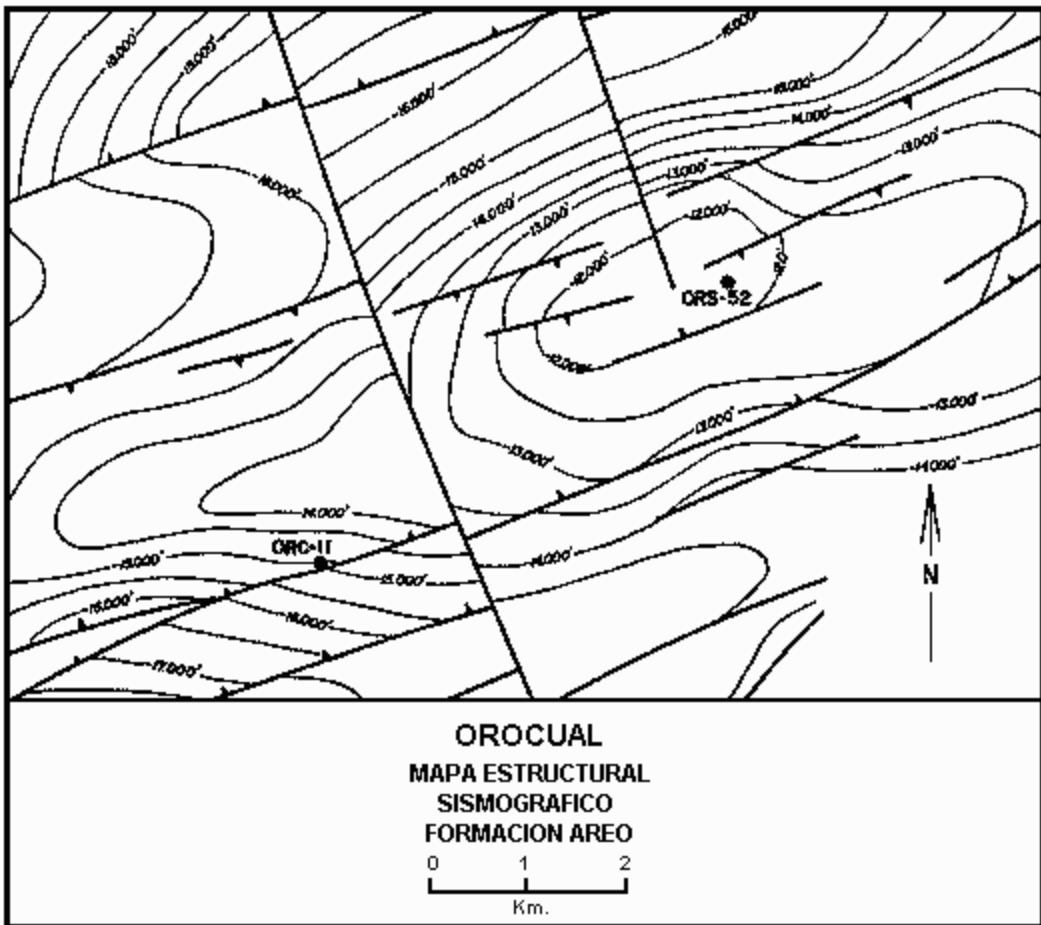
La Formación Las Piedras (Plioceno) fue depositada en ambiente de aguas salobres. Comprende principalmente areniscas friables lenticulares poco consolidadas, de grano medio a grueso, ocasionalmente calcáreas, bien desarrolladas, interestratificadas con arcillas y lignitos. El espesor varía de 3.400' a 3.900'. La Formación Las Piedras es equivalente lateral hacia el este a la Formación Quiriquire.

La Formación Mesa (Pleistoceno), de ambiente continental, contiene en su sección inferior arcillas que alternan con areniscas de grano grueso a conglomerático y lignitos; la parte media y superior está compuesta por arcillas. El espesor va de 0 a 900'.

Durante la primera etapa de perforación de pozos someros en Pirital no se diferenciaron los conglomerados, areniscas y arcillas de la Formación Mesa de los de la Formación Las Piedras.

Estructura

La Formación La Pica, en el área norte de Monagas, está cortada por un sistema de fallas normales asociadas a una tectónica de distensión y transcurriendo post-Mioceno medio. El manto fluvio-continental superior, a partir de la Formación La Pica, que termina en las formaciones Las Piedras y Mesa, no presenta plegamiento compresional. El petróleo encontrado originalmente en los campos Pirital, Orocual y Manresa fue descubierto por pozos someros en la cobertura del Terciario alto. La zona petrolífera de Pirital se halló a 60 metros de la superficie, y otros pozos produjeron de intervalos entre 200 y 1000 metros de profundidad.



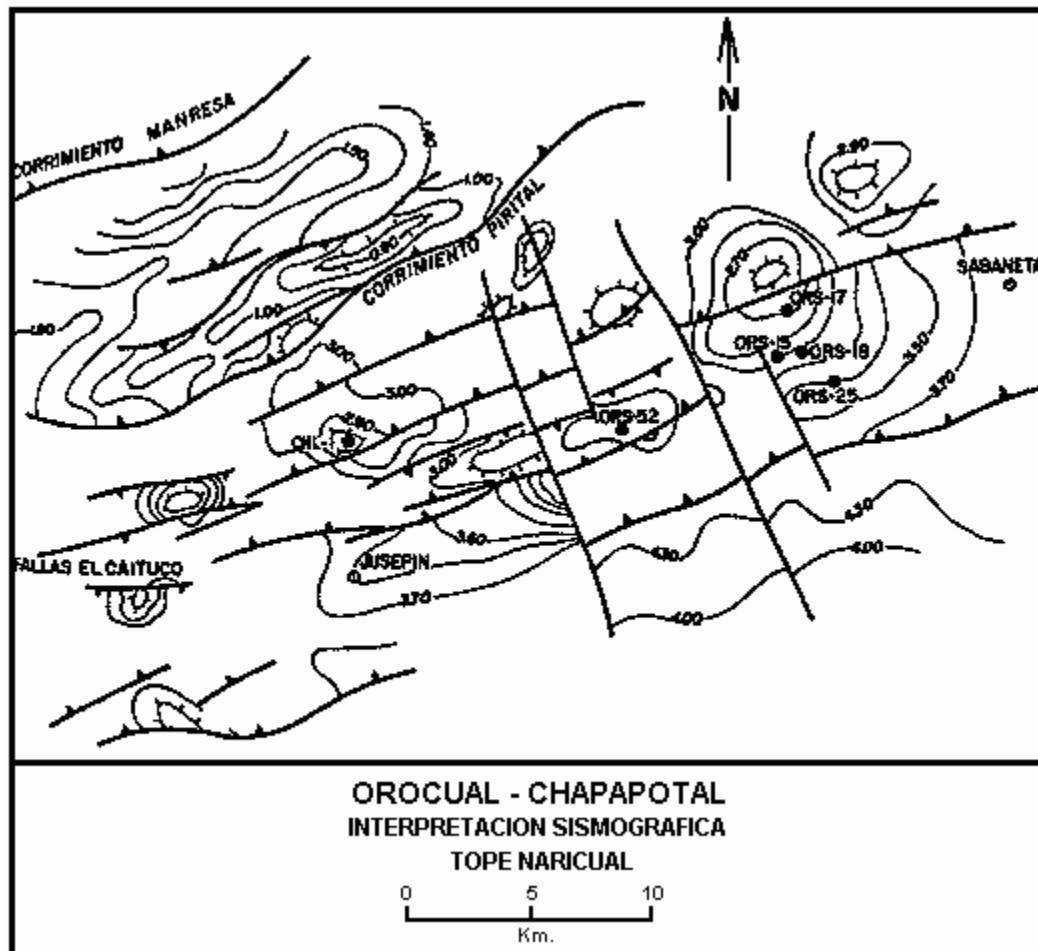
Se consideraba entonces la falla de Pirital como una falla inversa de alto ángulo en la base del bloque alóctono de Pirital, restringiendo el sector prospectivo al bloque norte elevado de la falla.

De 1950 a 1960 la Mene Grande Oil Company proyectó y perforó siete pozos exploratorios, penetrando el bloque norte de Pirital que no alcanzaron objetivos profundos por problemas mecánicos. En 1989, once pozos profundos en el área norte de Monagas siguieron al descubrimiento de El Furrial, y encontraron la base del bloque norte como un corrimiento de plano subhorizontal, con las formaciones del Cretáceo y del Oligo-Mioceno extendidas por debajo hacia al norte, en el bloque inferior autóctono, con muy buenos prospectos petrolíferos adicionales. El pozo SBC-3E y un segundo pozo 7,5 km al noroeste, perforados conforme a esta nueva interpretación, obtuvieron excelente producción en el sector noroeste del viejo campo de Santa Bárbara.

Se definió entonces la historia geológica de la región que corresponde al Mioceno medio y superior.

Durante el Mioceno medio la transcolisión de la placa tectónica del Caribe con la de Suramérica deformó el flanco norte de la cuenca, con una tectónica compresiva de fallas inversas y de corrimiento. El tectonismo adquirió especial importancia y se manifestó con

mayor intensidad en la región norte de Monagas. La sedimentación original del surco del Cretáceo y el Terciario inferior fue fuertemente tectonizada por la transpresión que originaba la interacción de las placas y se produjo un desplazamiento tectónico hacia el sur de al menos 125 km producido por empujes de fuerte componente norte-sur. Como consecuencia, se notan en la Serranía del Interior numerosos sobrecorrimientos imbricados con rumbo N 70° E y buzamiento al noroeste. El reflejo de esta acción tectónica es notable en el flanco norte de la Cuenca Oriental de Venezuela, con grandes corrimientos como el de Pirital, en cuyo bloque norte se perforaron calizas paleocenas a unos 150 metros de profundidad, mientras que en el lado sur se conocen grandes espesores de sedimentos del Ciclo Terciario superior. En la zona móvil se formó una serie de estructuras relacionadas y con igual rumbo del fallamiento inverso.



El campo Pirital es una de las estructuras frontales de rumbo noreste de la Serranía del Interior Oriental, que bordean el norte de la cuenca miocena del oriente de Venezuela, y presenta corrimientos y plegamiento hacia el sur. Debido a la erosión y a los movimientos ocurridos a lo largo de la zona de corrimiento el Cretáceo ha aflorado en la superficie del bloque sobre corrido.

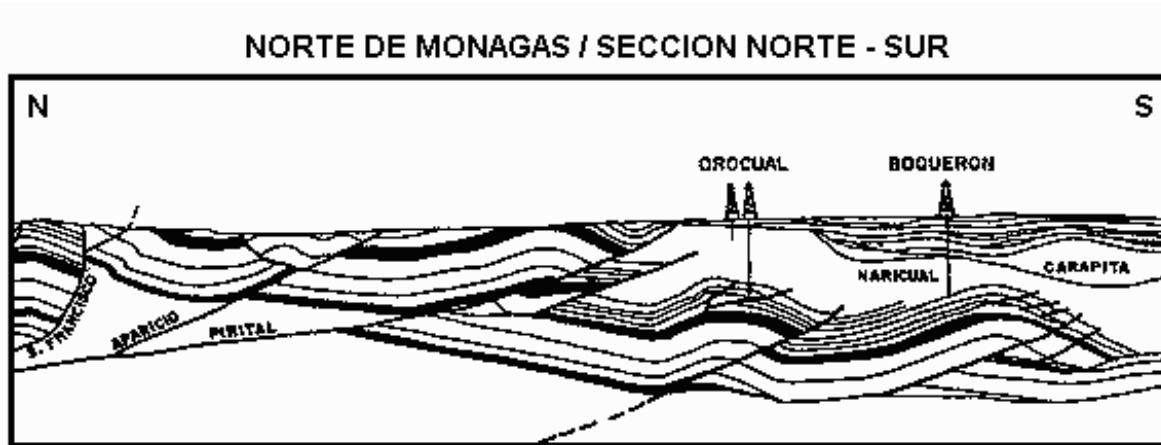
Un sistema de fallas de sobrecorrimento se presenta desde Pirital en el norte hasta las fallas de El Tejero-El Furrial y de Caituco en el sur.

La subestructura de Orocual está severamente fallada en forma similar al frente de montaña, particularmente en el Cretáceo. Es un anticlinal NE-SO con culminaciones dómicas comprendidas entre fallas inversas longitudinales con buzamiento norte. Existen algunas fallas normales en la cumbre y una importante falla NO-SE, de buzamiento oeste, que separa el extremo occidental de la estructura.

En el subestratum de Manresa se aprecia un domo desarrollado en las calizas de la Formación El Cantil (Cretáceo medio). Presenta dos culminaciones de las calizas erosionadas y cubiertas por la Formación Las Piedras y, en parte, por la Formación Morichito.

Producción

La primera etapa productiva de Pirital corresponde a una sección delgada de la Formación Las Piedras, en buzamiento sur, y otra sección corta de la Formación Morichito hacia el sur del campo. El petróleo generado en la Formación Carapita migró directamente a estos horizontes someros, por ausencia de la Formación La Pica, y fue retenido en el lado deprimido de las fallas presentes. En Orocual produjo, igualmente, la Formación Las Piedras, con gravedad de 27° API. El crudo de las Piedras en Manresa muestra 18°-20° API.



La segunda etapa productiva del Norte de Monagas, corresponde a pozos profundos, entre 14.500' en la cima de las estructuras hasta más de 22.000' para los pozos perforados en los flancos del área de Pirital. En Santa Bárbara-Pirital la profundidad promedia 17.000'.

El pozo SBC-3E, del norte de Santa Bárbara fue completado en 1989 con producción de 6.100 b/d de petróleo con 35° API y 47 MMpc de gas. Muri-1E probó 8.371 b/d de crudo.

El pozo PIC-1E, de Pirital confirmó la producción de los yacimientos debajo el cormimiento de Pirital, con 4.500 b/d de 36° API y 37 MMpc de gas. PIC-3E (Bosque B) probó las arenas de Naricual inferior con 1.208 b/d de 34,1° API. PIC-10E rindió en pruebas 2560 b/d de crudo de 35° API.

Chaguaramal-2 produjo 2.472 b/d con profundidad superior a 18.500'.

En Orocual se produce crudo liviano en la zona F (Formación Naricual). El Cretáceo (Formación San Juan) fue probado en el pozo ORC-15, entre 13.500' y 14.000', con producción de 1.316 b/d de crudo liviano (37°-40° API).

El crudo de Santa Bárbara-Pirital muestra temperatura de 310°F y presión de 11.000 lpc. Contiene 3% de asfaltenos y 0.2 lb/lb de arena.

En Chaguaramal se presentan presiones anormales durante la perforación.

La acumulación profunda se encuentra tanto en zonas de fracturas como en sectores que muestran porosidad primaria del Cretáceo y del Terciario.

El proyecto RECOR (Recobro mejorado de crudo) recuperara en Orocual 21 MMM³ de condensado (42° API) y 10.000 b/d de crudo, mediante la inyección de 90 MMpc de gas a 6.500 lpc.

Quiriquire

El campo Quiriquire se encuentra al noreste de Venezuela, en el extremo sureste de la Serranía del Interior, 25 km al norte de la ciudad de Maturín.

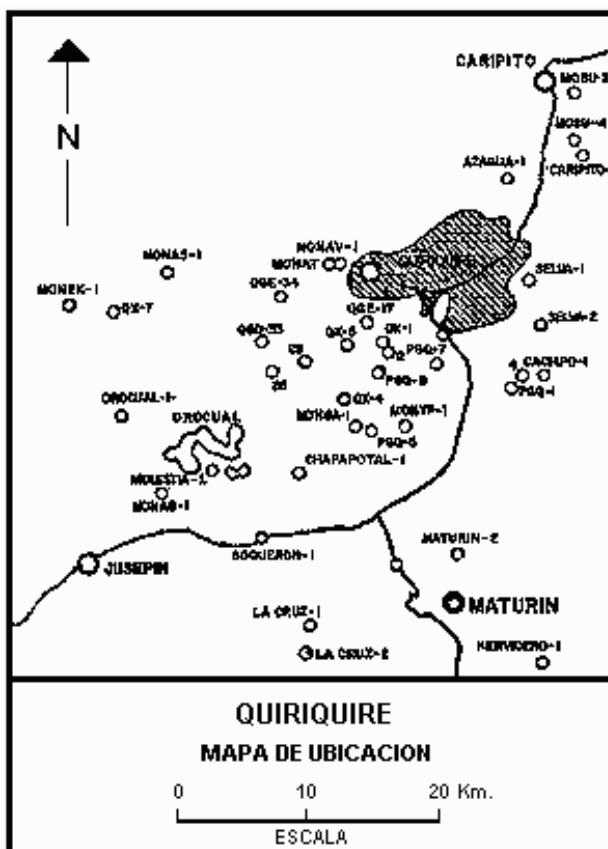
Los menes de petróleo y gas en el margen norte de la subcuenca de Maturín, Cuenca Oriental de Venezuela, fueron conocidos desde hace mucho tiempo, y en diversos escritos se mencionaban filtraciones superficiales de brea y gas a lo largo del frente de montaña del norte de Monagas.

El 2 de Febrero de 1866 la Legislatura de todo el Estado de Nueva Andalucía (Sucre y Monagas) otorgó a Manuel Olavarria derechos sobre petróleo por 25 años en todo el Estado.

En 1884 se concedió a Horatio R. Hamilton y Jorge A. Phillips el derecho exclusivo para explotar asfalto en los terrenos baldíos del Estado Bermúdez (Sucre, Anzoátegui y Monagas).

El señor John Allen Tregalles, representante de la empresa inglesa The Venezuelan Development Company Ltd., adquirió en 1909 una concesión petrolera sobre 12 Estados

y el Territorio Federal Delta Amacuro. En 1912 la concesión caducó y tres semanas después la obtuvo el Dr. Rafael Max Valladares, abogado de la General Asphalt Company. Transferida a los dos días a The Caribbean Petroleum Company.



El destacado geólogo norteamericano Dr. Ralph Arnold, graduado de la Universidad de Stanford y con más de una década de experiencia profesional, contratado por la General Asphalt Company, realizó a partir de 1911 el reconocimiento geológico de Venezuela, seleccionando las parcelas de explotación de la Concesión Valladares. Visitó los menes de Chapapotal y de Quiriquire, que calificó en 1912 como posibilidades petrolíferas; y consideró con optimismo la región desde Pedernales hasta el oeste de Maturín como continuación del alineamiento petrolífero de Punta Icacos, en Trinidad. En occidente, investigó todas las áreas favorables y recomendó la perforación del Zumaque-1.

Desde 1913 hasta 1927 se perforaron numerosos pozos exploratorios en la región oriental de Venezuela, sin obtener petróleo comercialmente explotable. En 1922 la Standard Oil Company of Venezuela inició la perforación del pozo Monas-1 (Perro Seco-1) en un nivel estructural más bajo que los manaderos de petróleo del flanco sur del anticlinal El Cantil, 16 km al oeste de Quiriquire, encontrando crudo pesado en escasa cantidad. La perforación exploratoria continuó cerca de los menes y estructuras superficiales, y fue en 1928 cuando se hizo el primer hallazgo de producción comercial en la parcela Moneb.

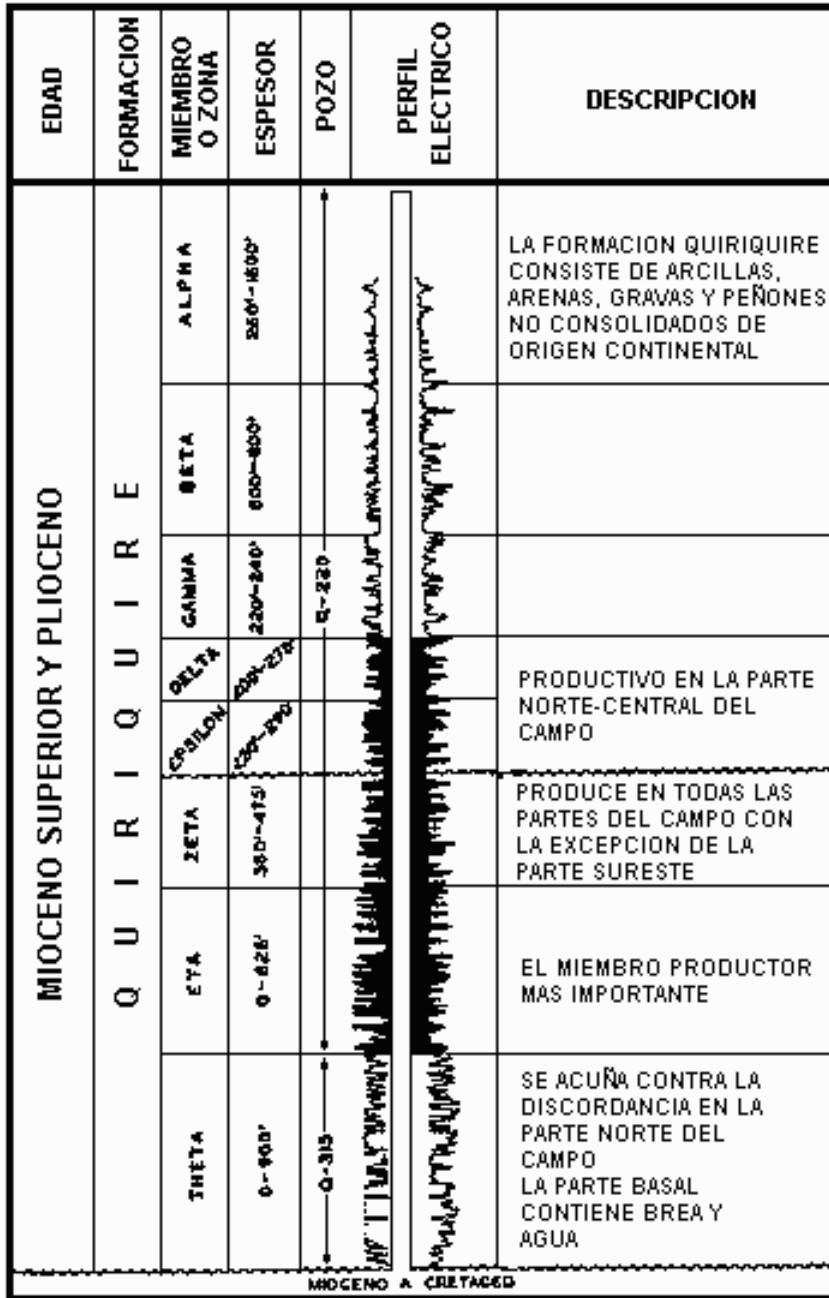
El pozo Moneb-1, más tarde denominado Quiriquire-1, fue ubicado por la Standard en base a estudios geológicos de superficie en la vecindad de los menes observados al sur de los afloramientos cretácicos, al borde del frente de montañas de la Serranía del Interior. El pozo fue terminado en Junio de 1928, a una profundidad de 549 metros, como productor de petróleo pesado por flujo natural, iniciando la explotación del Mioceno.

No se utilizaban métodos geofísicos de exploración, ni perfilaje eléctrico. En Oriente de Venezuela se empleaba el método de perforación a percusión hasta 1928; el pozo QQ-1 fue terminado con equipo rotatorio, que se usaba por primera vez en Oriente.

En 1951 se descubrió en Quiriquire petróleo del Eoceno a 2.409 metros, mediante estudios de geología del subsuelo y de interpretación geofísica.

Para 1984 el pozo QQ-674 fue profundizado y encontró acumulaciones cretácicas de petróleo liviano y mediano debajo de las zonas de crudo pesado; y Lagoven comenzó un programa de perforación con pozos de avanzada a fin de cuantificar el potencial productivo de los nuevos yacimientos profundos.

QUIRIQUIRE
PERFIL ELECTRICO COMPUESTO



En 1932 se iniciaron en Venezuela las actividades de recuperación suplementaria, cuando se empezó a inyectar gas a los yacimientos del campo Quiriquire.

Lagoven firmó en 1993 un convenio operativo para la reactivación de Quiriquire con las empresas Maxus-Otepi-British Petroleum, considerando que la Formación Quiriquire, igual que las capas profundas, tienen significativas reservas potenciales.

Estratigrafía

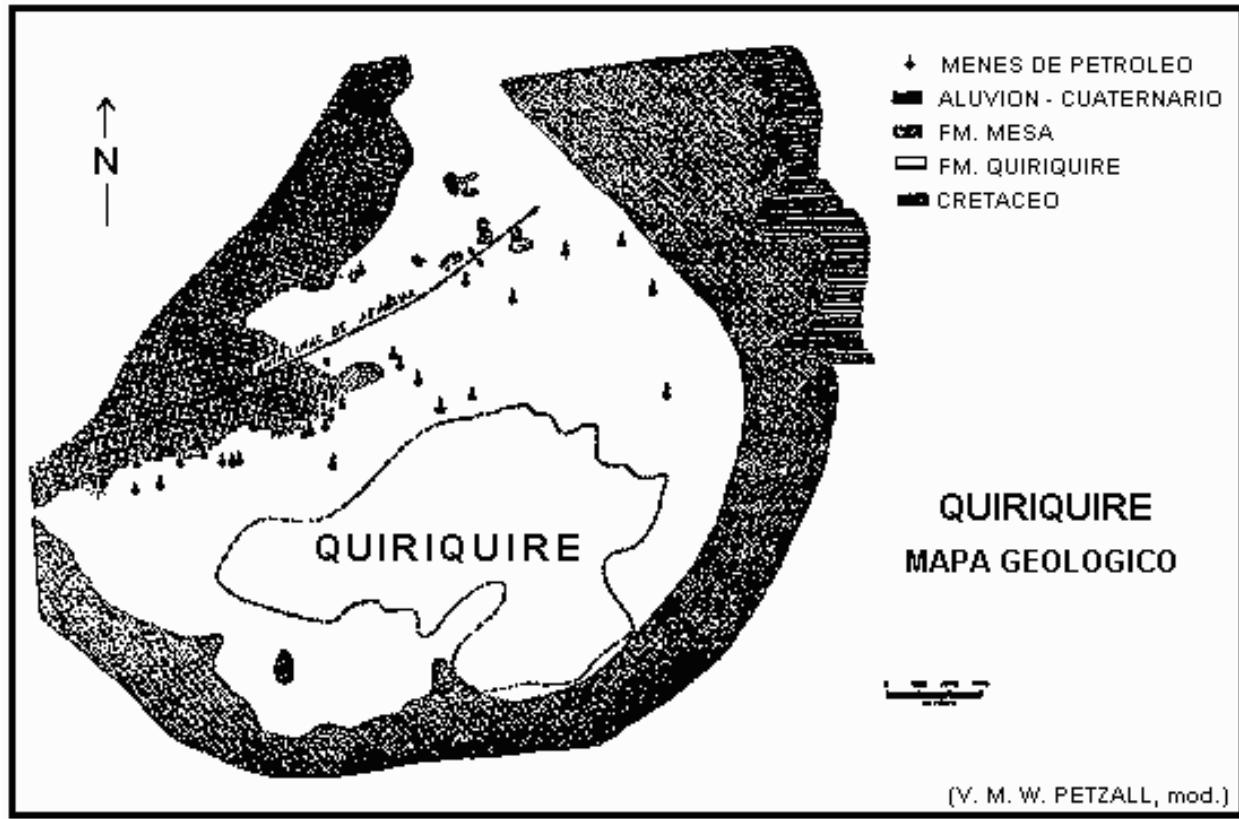
El pozo QQ-674 penetró el Cretáceo, que descubrió productor.

Suprayacentes, se encuentran las formaciones del Terciario inferior hasta la Formación Quiriquire, del Mioceno superior y Plioceno, que se considera equivalente a la Formación Las Piedras.

Las arenas se caracterizan por su alta productividad. La columna de arena neta petrolífera va desde 30' hasta 600', con un promedio de 233', aunque en algunos pozos de la parte norcentral del campo se encontraron 732' de una sola zona.

Las acumulaciones de la Formación Quiriquire (Mioceno superior al Plioceno), continental, forma un abanico fluvial acuñado, cuyo espesor aumenta gradualmente hacia el sur. Está compuesto de una serie de conos de deyección interdigitados, superpuestos, depositados discordantemente sobre capas plegadas y truncadas que van desde el Cretáceo hasta el Mioceno inferior. Se interdigita con la Formación Las Piedras, a la cual pasa lateralmente. La parte superior está expuesta en la superficie, salvo localmente donde infrayace a la Formación Mesa.

Los sedimentos de la Formación Quiriquire son arcillas arenosas no consolidadas, intercaladas por capas delgadas de otros clásticos desde arenas limosas no consolidadas hasta conglomerados y peñones. En la mayoría de los casos no es posible establecer una correlación confiable de las capas individuales de arena, debido a la variación litológica entre los pozos. Se ha logrado establecer ocho grupos o conjuntos de arenas que se han considerado "miembros": gamma, delta, epsilon, zeta, eta y theta. El único punto de correlación consistente en el campo es una capa-guía laminada que parece marcar una discordancia intraformacional al tope del Miembro Zeta. El espesor de la Formación Quiriquire va desde 2.500' en el norte del campo hasta 5.500' en el sur.

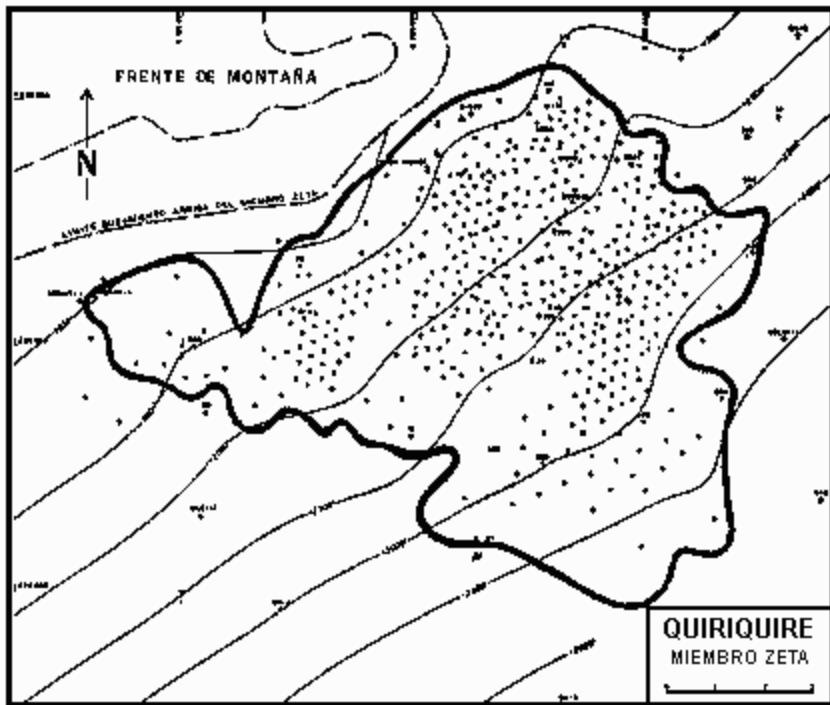


Estructura

El campo Quiriquire, a nivel del Miembro Zeta de la Formación Quiriquire, es un homoclinal muy suave, de rumbo noreste-suroeste y buzamiento de 4 a 10° hacia el sureste.

El Oligoceno fue descubierto en 1952, en un bloque fallado debajo de la Formación Quiriquire.

El Oligoceno y demás formaciones profundas pre-Quiriquire demuestran una estructura compleja. Desde el Cretáceo medio hasta el Mioceno (Formación Carapita), debajo de una discordancia mayor, están severamente fallados y plegados en bloques imbricados que se originan por un sistema de fallas inversas de dirección noreste-suroeste y buzamiento norte derivado de los movimientos orogénicos de la Serranía Oriental.



Producción

El pozo descubridor QQ-1 produjo 438 b/d, 16,3°API, de la Formación Quiriquire.

Las principales arenas productivas han sido los tres miembros basales de la formación, que regularmente, contienen el petróleo más liviano. Algunos de los miembros superiores son productores en el sector norte de campo, pero generalmente contienen agua o petróleo muy pesado hacia el sur.

Se cree que las arenas de la Formación Quiriquire se comunican, habiéndose considerado toda la sección como un solo yacimiento.

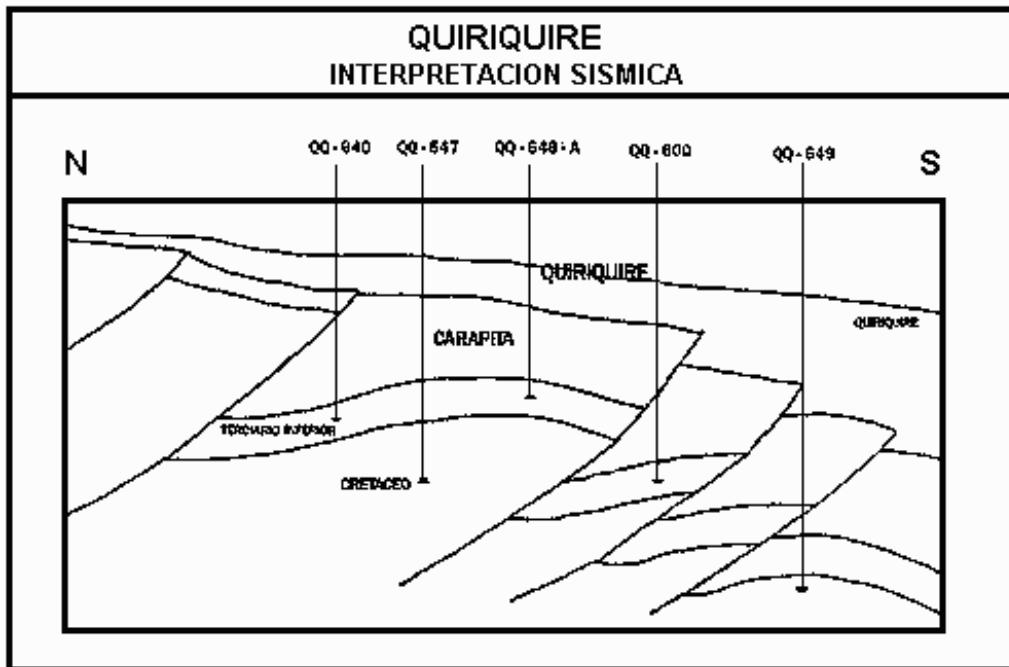
Formación Quiriquire presentan condiciones hidrodinámicas, y el yacimiento está encerrado dentro de un marco de crudo de alta viscosidad biodegradado por contacto con aguas meteóricas.

El petróleo de la Formación Quiriquire se encuentra a profundidad entre 1.200' y 500'. La gravedad promedio es de 18° API con variación entre 13° hasta 28° API. El contenido de azufre es de aproximadamente 1.2%.

El mecanismo impulsor del yacimiento es primordialmente el gas en solución, aunque algunos sectores del campo parecen sometidos a empuje de agua.

Se cree que el petróleo migró desde las formaciones infrayacentes y fue retenido en los sedimentos de la Formación Quiriquire, debido al acuñamiento buzamiento arriba y al desarrollo de un sello de asfalto. En la zona norte del campo se ha desarrollado un

casquete gasífero. En la parte central y en el extremo noroeste del campo se han encontrado áreas restringidas de gas.



En época posterior se desarrollaron yacimientos profundos en el campo. Las acumulaciones se encontraron en la sección infrayacente a la discordancia basal de la Formación Carapita, encerrados por un sistema complejo de bloques estructurales. La producción proviene de sedimentos que van desde Oligoceno hasta Cretáceo. Algunas arenas muestran un posible origen de corrientes de turbidez.

En 1946 el pozo 216 llegó a arenas oligocenas, que descubrió productoras con gravedad entre 22° y 30° API.

Una producción de petróleo más reciente se obtuvo en algunos pozos del Miembro Chapapotal de la Formación Carapita.

El QQ-674, pozo de avanzada perforado en 1983, fue profundizado en 1984 y probó 450 b/d de 30-35° API, descubriendo acumulación cretácica a 12.000'. Lagoven confirmó así la presencia de petróleo liviano y mediano en Quiriquire por debajo de las zonas tradicionales productoras de crudo pesado desde 1928.

Los yacimientos profundos tienen un potencial desarrollado superior a los 200 millones de pies cúbicos de gas. La máxima recuperación de líquidos es mediante el mecanismo de producción por reciclaje del gas, que favorece un mantenimiento de la presión del yacimiento.

El crudo de Quiriquire, junto con Tucupita y Pedernales, conforman la segregación Caripito (18.5° API, nafténico).

Un oleoducto de 16 km de longitud y 20" de diámetro conecta el campo de Quiriquire con el terminal de Caripito.

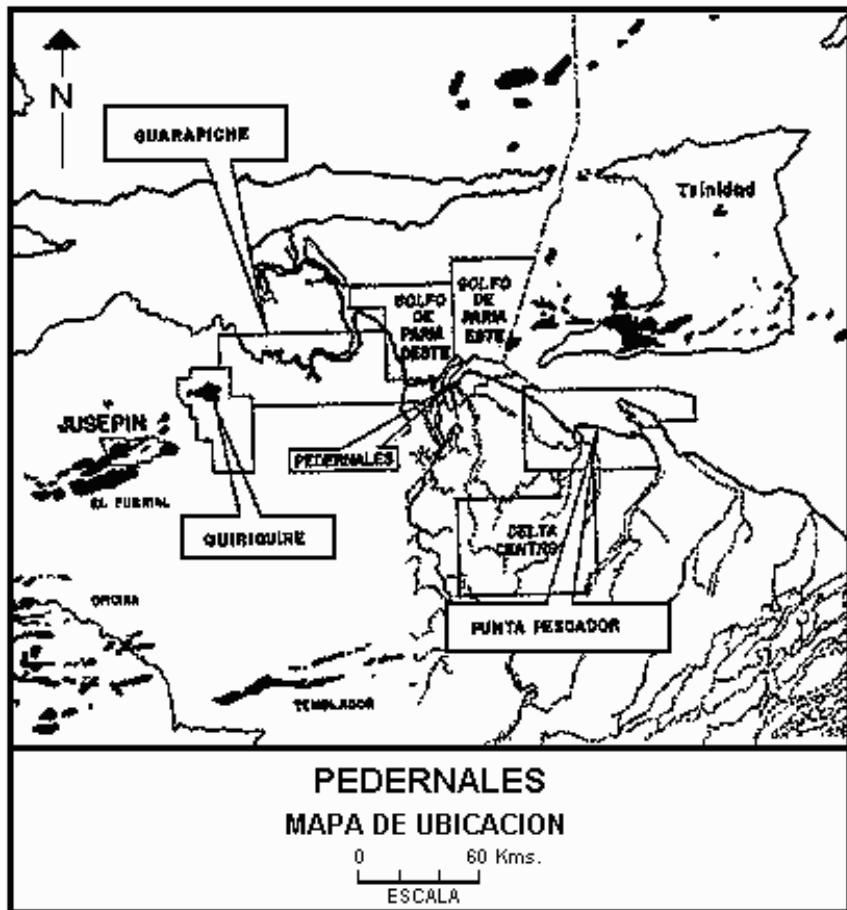
El gasducto Quiriquire-Maturín, 49 km y 20", suministra gas a la zona industrial de Maturín, La Toscana y Jusepín, con 57 millones de M³/día.

En 1994 las empresas Maxus, BP y Otepi se unieron a Lagoven para renovar la producción de Quiriquire. Maxus, como operadora, evalúa los métodos económicos para desarrollar y recompletar pozos existentes, perforación direccional de pozos de desarrollo y pozos de avanzada. Se utilizará la nueva tecnología sísmica y de perfilaje de pozos, de perforación y de completaciones, para aumentar la producción del campo muy por encima de lo que lograban los anteriores métodos convencionales.

Pedernales

El campo Pedernales está situado en la región pantanosa de la costa venezolana del Golfo de Paria, área norte del Delta Amacuro, en la boca del Caño Mánamo y en el lado opuesto al extremo suroccidental de Trinidad.

Las exploraciones en el noreste de Venezuela encontraron una franja alargada, levantada, de tierra seca con brotes de loco y filtraciones de gas, petróleo o asfalto. P.J. Ayers había publicado en la «Gaceta de Venezuela» (1842) la existencia de gran cantidad de menes de petróleo con gas y volcanes de barro en el área de Pedernales, y en 1884 el geólogo A. H. Garner, guiado por indígenas, penetró por el Caño Guarique y estudió la llanura del lago de asfalto de Guanoco, atravesando selvas y pantanos. Se conocían para esa fecha las filtraciones de petróleo cerca de la desembocadura del río Guanipa, al oeste de Pedernales, con una extensión de 250 m², y emanaciones de petróleo y gas, asociadas con flujos de loco en Punta Pedernales, en Capure, en Isla Plata, y al suroeste de Punta Tolete.



Los primeros intentos en busca de petróleo datan de 1890, cuando la Graham Oil Company de Trinidad perforó cinco pozos, uno con 1.200 pies de profundidad, cerca de los menes de La Brea, norte de la isla de Capure (al este de Pedernales), donde explotaba asfalto.

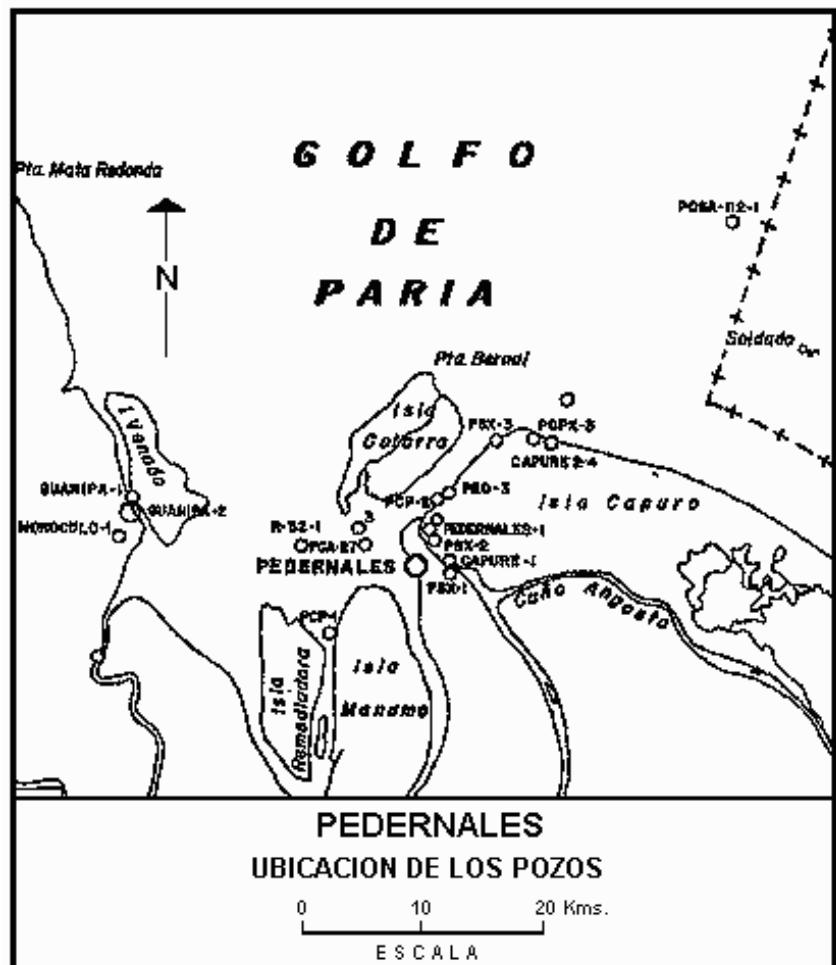
Desde 1986 la Trinidad Leaseholds explotaba el asfalto natural del famoso Pitch Lake, descubierto por Sir Walter Raleigh, y en 1907 completó el primer pozo comercial cerca de Point Fortin, que produjo petróleo de 19.5° API.

En 1900 un grupo alemán perforó algunos pozos en el Oriente venezolano, cerca de los menes de Guanipa, sin encontrar petróleo. Cinco años más tarde otras empresas realizaron perforaciones por Pedernales con igual resultado negativo.

El Dr. Ralph Arnold, estudiando la geología del norte de Venezuela bajo contrato con la General Asphalt (conocida más tarde como Caribbean Petroleum Company), consideraba con optimismo en 1912 las posibilidades petrolíferas de la zona entre Pedernales y el oeste de Maturín, como continuación del alineamiento de Punta Icacos en Trinidad, y ubicó los lotes de explotación que debían ser solicitados por la empresa.

Durante 1918-1920 la Caribbean Petroleum Company afiliada al Grupo Shell desde 1912 perforó once pozos de poca profundidad en la región de Guanipa y en el sur de Maturín, así como dos pozos en el área de Molestia (Molestia-2 alcanzó 3.240') donde se desarrolló posteriormente el campo Orocual. Los pozos encontraron petróleo muy pesado y gas, y la exploración de la Caribbean fue concentrada en el Zulia con perspectivas más prometedoras.

Entre 1922-1925 la British Oilfields Ltd., con su filial Pedernales Oilfields perforó varios pozos con equipo rotatorio manual, en la Isla Redonda y caño Macareo, a 491 metros, sin resultado positivo.



La Standard Oil Company of Venezuela había enviado en 1920 al oriente del país sus primeras cuadrillas de exploración geológica y desde 1926 estudiaba la región de Pedernales mediante pozos someros y sismógrafo de refracción. Obtuvo las 7 concesiones de la British Controlled y empezó un programa activo de exploración. En 1931 realizó el estudio aerofotogeológico y de balanza de torsión, y comenzó en Diciembre la perforación, con técnica más avanzada, del primer pozo exploratorio profundo, Paria-1 (PCP-1), en el flanco sur del anticlinal, que fue abandonado a los 1.583 metros en Febrero de 1932.

La Standard perforó otro pozo seco en el flanco sur, y comenzó el pozo Paria-2 (PCP-2) en la cumbre de la estructura, que llegó a 483 metros de profundidad y produjo en 1933 petróleo pesado de bajo rendimiento después de dos reventones. El horizonte principal productor de Pedernales en la Formación La Pica fue encontrado en 1935 con el pozo Amacuro-1 (PCA-1), del flanco norte, a profundidad de 1.650 metros. Hasta fines de 1938 se habían terminado 13 pozos petrolíferos y uno seco en el área inmediata al descubridor.

Entre 1943 y 1949 se perforaron 69 pozos secos a lo largo de una franja comprendida entre Pedernales, Maturín y Tonoro. La perforación presentaba una serie de problemas en Pedernales: pantanos y lagunas obligaban el diseño de fundaciones adecuadas lo remoto e inaccesible del área retrasaba los suministros, el régimen de mareas dificultaba el transporte local, el alto buzamiento de los estratos hacia perforar largos tramos con escaso avance estratigráfico.

Hasta 1956 se habían perforado en el campo un total de 56 pozos con profundidad de 500 a 3.800 metros, de los cuales 29 resultaron productores.

Pedernales estuvo activo hasta 1964, cuando se paralizaron las operaciones de producción por razones de mercado, derivadas principalmente del alto contenido de azufre en el crudo. Para esa fecha solo quedaban 13 pozos productores.

Desde 1980 PDVSA intentó la reactivación del campo Pedernales, perforando siete nuevos pozos. En 1980 se perforaron Plata-1 en el flanco de un alto al norte de Pedernales y oest de Posa, y Morro-1, muy cerca de Posa, en el flanco norte del sinclinal de Guanipa, seguidos por Serpiente-1, en 1981, para determinar la posible extensión del anticlinal de Pedernales hacia el este y la continuidad de la Formación La Pica, evaluando la sección superior de la Formación Carapita.

En 1993 el Gobierno Nacional autorizó a PDVSA para firmar convenios operativos por 20 6 30 años con empresas privadas sobre campos inactivos de explotación poco rentable para PDVSA. Las operadoras extraen el petróleo para PDVSA a cambio de un pago por barril producido. La filial operadora mantendrá el control sobre los hidrocarburos, cancelara la inversión de acuerdo a la producción, y pasará a ser propietaria de las instalaciones al término del contrato.

PEDERNALES
PERFIL ELECTRICO COMPUUESTO

MATERIAL		GRANULOMETRICO	FORMA	TIPO	ESTADO	PERC. ELECT.	OBSERVACIONES	MATERIAL		GRANULOMETRICO	FORMA	TIPO	ESTADO	PERC. ELECT.	OBSERVACIONES
MICROSCOPICO	LIAZ	1000-100	GRANO FINO	LENTITAS	SECO	100%	LENTITAS Y ARENISCAS DE GRANO MUY FINO A FINO. MATERIAL CARBONACEO.	MICROSCOPICO	LIAZ	1000-100	GRANO FINO	LENTITAS	SECO	100%	GRAVEDAD 27,8° Y 31,0° API. AZUFRE 1,4%.
MICROSCOPICO	CANTERA	1000-100	GRANO MEDIO	LENTITAS	SECO	100%	LENTITAS BLANDAS CON LUTITAS, ARENISCAS Y LUTITAS ARENAZADAS. CONTIENE PEÑONES, GRAVAS Y LIGERITOS.	MICROSCOPICO	CANTERA	1000-100	GRANO MEDIO	LENTITAS	SECO	100%	LUTITA INTERSTRATIFICADA CON ARENISCAS LIMOLITICAS DE GRANO FINO.
MICROSCOPICO	PEDERNALES	1000-100	GRANO MEDIO	LENTITAS	SECO	100%	LENTITAS BLANDAS, CON ARENISCAS DE GRANO MUY FINO A FINO.	MICROSCOPICO	PEDERNALES	1000-100	GRANO MEDIO	LENTITAS	SECO	100%	UN POZO PRODUCTOR DE PETROLEO CON GRAVEDAD 17,0° API.
MICROSCOPICO	AREACURO	1000-100	GRANO MEDIO	LENTITAS	SECO	100%	LENTITAS CON ARENISCAS DE GRANO MUY FINO A FINO. ARENISCAS MEJOR PRODUCTORA DEL CAMPO. GRAVEDAD 16,0° A 21,0° API. AZUFRE 3%.	MICROSCOPICO	AREACURO	1000-100	GRANO MEDIO	LENTITAS	SECO	100%	UN POZO NO PRODUCTOR DE PETROLEO DE 29,0° API.
							GRAVEDAD 27,8° Y 31,0° API. AZUFRE 1,4%.								LENTITAS CON ARENISCAS DE GRANO MUY FINO Y LIMOLITAS.
															LIMOLITAS CARBAREAS O LUTITICAS CON MARGAS.

British Petroleum Exploration Venezuela firmó en 1993 un convenio operativa para la reactivación del campo Pedernales, donde a corto plazo espera elevar sustancialmente la producción.

En 1996 la CVP recibió en asignación 10 nuevas áreas para su licitación bajo convenios de asociación en exploración a riesgo y ganancias compartidas. La CVP decidirá, en vista a la prospección que se realice, su asociación con 1 al 31 % con alguna o con varias de las corporaciones ganadoras de las licitaciones.

En el Area Guarapiche, al oeste de Pedernales (1.960 km^2) la licitación del convenio de asociación favoreció al consorcio British Petroleum Systems Construction, Amoco Production Company y Maxus Energy Corporation. Otras dos áreas, inmediatas a Pedernales, Golfo de Paria Oeste (1.137 km^2) entró en asociación con Du Pont de Namours - Conoco, y Golfo de Paria Este (1.084 km^2) fue asociada con el consorcio Enron Clil & Gas Venezuela Ltd. (90%)-Inelectra (10%).

Estas tres áreas esperan el descubrimiento de yacimientos importantes, y serán objeto de un amplio programa de exploración sísmica moderna y de perforación exploratoria de pozos hasta 19.000 pies de profundidad en busca de objetivos terciarios y cretácicos.

Estratigrafía

La sección estratigráfica penetrada por los pozos, en orden ascendente, se compone de las formaciones Navet, Carapita, La Pica, Las Piedras y Paria, con edades desde el Eoceno hasta el Reciente.

Las formaciones Navet y Carapita fueron perforadas en el pozo PCPX-3. La formación Navet (Eoceno superior), de origen marino profundo, está formada por lutitas con lutitas calcáreas o margas, con muy poco desarrollo de arenas. El espesor perforado llegó hasta 390 m.

La Formación Carapita (Mioceno inferior y medio) sigue, discordante, a la Formación Navet, con 60 metros de lutitas intercaladas por arenas delgadas de grano muy fino y limolitas. El espesor máximo encontrado es de 150 metros.

La Formación La Pica (Mioceno medio a superior), yace discordantemente sobre Carapita, y está constituida por arcillas y lutitas con arenas degrano fino a muy fino. Ha sido dividida en tres Miembros, Amacuro, Pedernales y Cotorra, del más antiguo al más joven. El espesor de La Pica llega en algunos pozos a los 5.000 m.

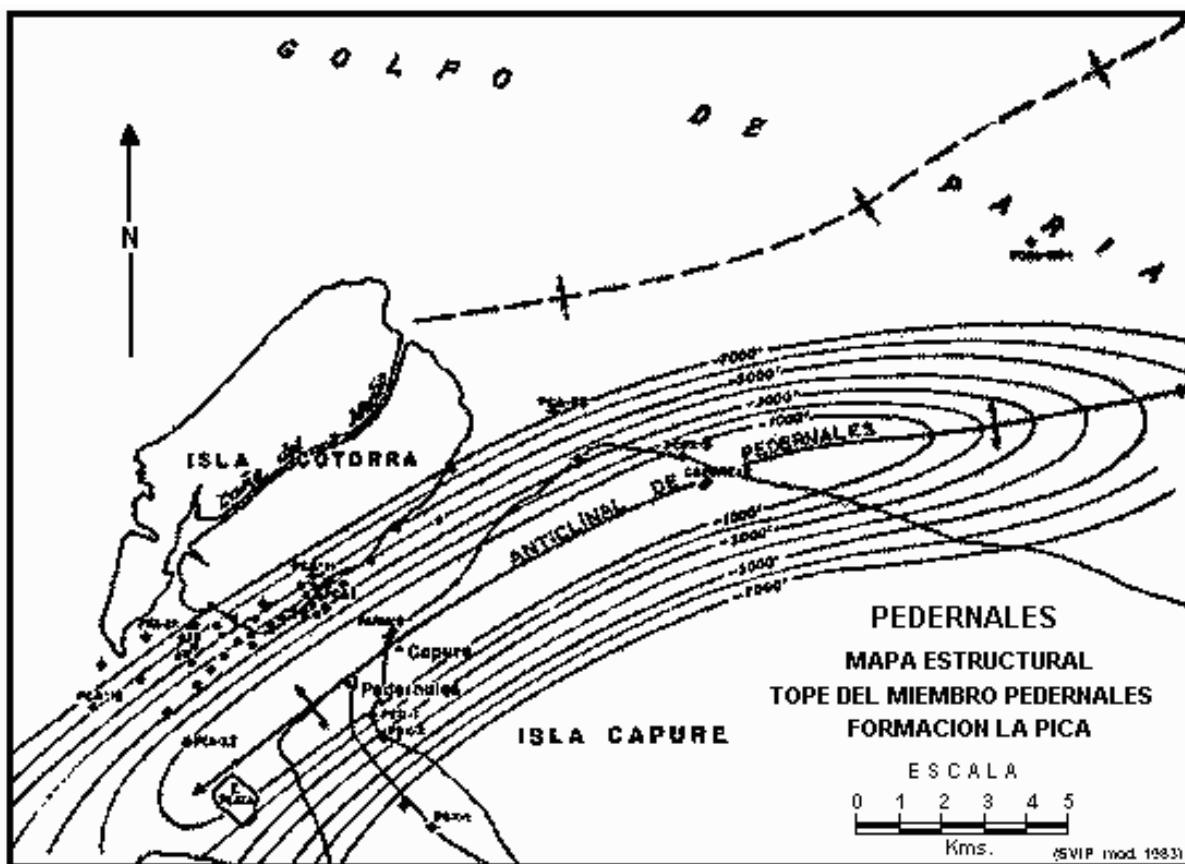
Dentro de La Pica se presentan discordancias intraformacionales menores debidas a la sedimentación en los flancos de la estructura al paso que se elevaba el diapiro. Las arenas muestran gran variación en su desarrollo, no solamente en dirección al buzamiento sino también a lo largo del rumbo, haciendo imposible la correlación en arenas individuales de pozo a pozo.

La Formación Las Piedras (Mioceno superior al Plioceno) es discordante sobre la Formación La Pica y se compone de arcillas interestratificadas con lutitas, lutitas arenosas y areniscas poco consolidadas, de ambiente deltático a marino somero, con abundantes capas de lignito. El espesor llega a 2.600 m. y disminuye hacia la cumbre de la estructura.

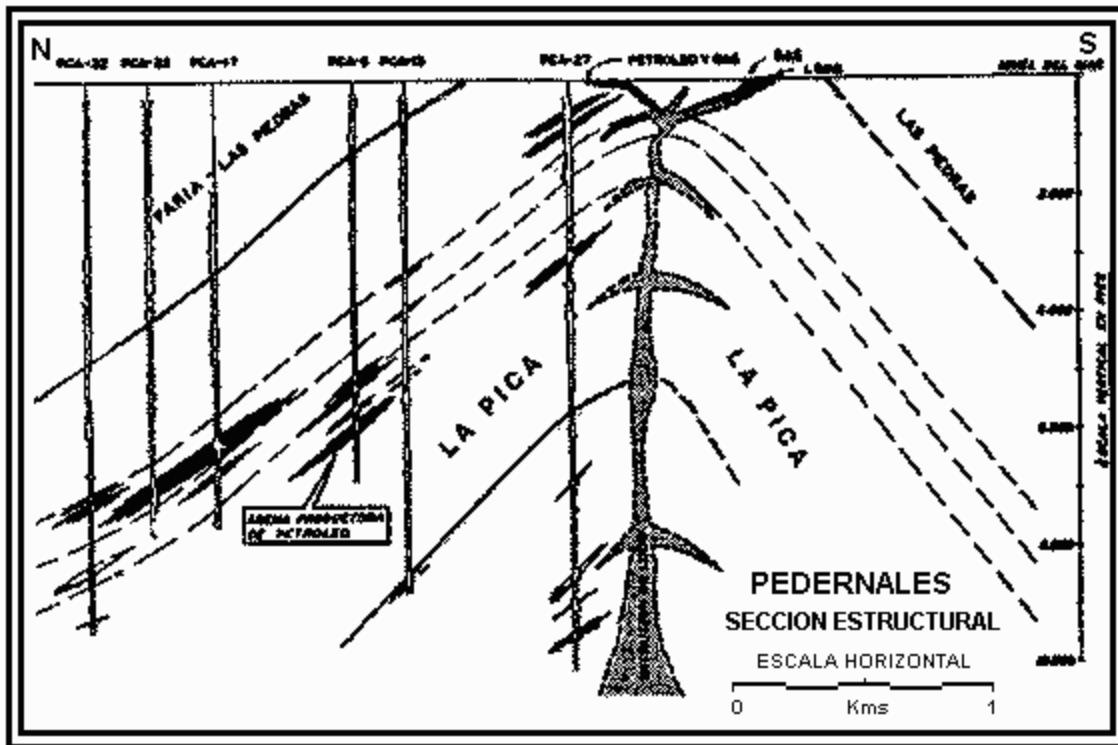
La Formación Paria (Pleistoceno), en discordancia angular sobre Las Piedras, está constituida por arcillas lámbricas con muy escasas capas de arena arcillosa o limolita poco consolidadas. Se considera en las áreas de Pedernales y Posa como una gradación lateral, ligeramente más marina y arcillosa, de la Formación Mesa. El espesor varía de 0 por truncamiento erosional en la cumbre de la estructura hasta 550 metros en el pozo PSX-1 en el flanco del anticlinal.

Estructura

El área de Pedernales se encuentra en el flanco sur del sinclinal del Orinoco, en una alineación caracterizada por estructuras anticlinales y narices estructurales de las cuales la más pronunciada es un anticlinal con cierre de 500' en el Mioceno medio que se estima a una profundidad de 12.500'. En el Área hay también indicios de fallamiento; una falla de rumbo noreste y buzamiento norte que avanza desde el Caño Mánamo hacia el Océano Atlántico es un buen ejemplo de trampa favorable a la acumulación de hidrocarburos. En el Área se han encontrado el campo Pedernales y la acumulación de Posa.



El campo Pedernales se encuentra en una franja de lagunas de asfalto, menes de petróleo o chimeneas de gas y de volcanes de lodo, muy semejante a las áreas petrolíferas del sur de Trinidad. La faja de volcanes de barro se extiende en Venezuela desde la desembocadura del río Guanipa hasta las cercanías de Maturín en el volcán de El Hervidero sobre el río Iguana.



La estructura del campo Pedernales es la culminación local de un anticlinal diapírico regional de rumbo suroeste que penetra desde el sur de Trinidad hacia Pedernales, donde se bifurca; el ramal norte comprende las estructuras de Guanipa y El Hervidero, y el ramal sur incluye el alto de «Joyo». Flujos de barro y emanaciones de gas y de petróleo surgen en el tope de la estructura.

El anticlinal es ligeramente asimétrico, con la mayor inclinación en el flanco sur. El eje se encuentra en el estrecho entre la isla Cotorra y la tierra firme, con un rumbo noreste e inclinación al suroeste. El pliegue está complicado por fallamientos normal y penetración de lodo. La estructura tiene un relieve de por lo menos 6.000 pies.

Producción

Los esfuerzos para explotar y exportar el asfalto de Pedernales fueron abandonadas en 1890. Existían viejos «caissons» y una vieja refinería de la Travers Asphalt Company.

La producción comercial de petróleo comenzó con el descubrimiento de la Standard Oil Company of Venezuela en 1933, con el pozo Paria-2 (PCP-2) que mostró producción inicial de 827 b/d, 17.6° API, 4.2% de agua.

La producción ha estado limitada a cuatro horizontes de los miembros Pedernales y Amacuro de la Formación La Pica. Las arenas son lenticulares, formando excelentes trampas estratigráficas. Tanto la forma anticlinal de la estructura y el fallamiento, como el acuñamiento buzamiento arriba de las arenas, deben haber contribuido a la

acumulación y preservación de los yacimientos. El espesor promedio de arenas petrolíferas es de unos 150 pies.

Primeros pozos exploratorios				
Pozo	Profundidad	Fecha	Gravedad	Empresa
Capure-1	Somero	1890	Seco	Graham
2	Somero	1890	Seco	"
3	Somero	1890	Seco	"
4	Somero	1890	Seco	"
Batuta-1	60 m	1913	Abandonado	Bermúdez
Batalla	50 m	1913	Abandonado	"
Barril-1	44 m	1913	Abandonado	"
Becada-1	759 m	1913	Presiones altas	"
Becada-2	750 m	1914	Abandonado-Gas	"
Becada-3	275 m	1914	Abandonado	"
Becada-4	257 m	1914	Abandonado	"
PCP-1 (Paria-1)	1.583 m	1932	Abandonado	Standard
PCP-2 (Paria-2)	483 m	1933	Descubridor	"
PCA-1 (Amacuro-1)	1.650 m	1933	Productor Horizonte P-2	"

El principal horizonte petrolífero es el Miembro P-2, en la sección superior del Miembro Pedernales, cuyos siete yacimientos muestran una gravedad de hasta 31° API.

Los pozos productores se encuentran en el flanco norte del anticlinal. No se ha encontrado producción comercial en la cumbre ni en el flanco sur de la estructura.

La profundidad promedio de los pozos perforados hasta 1960 fue de 6.630'. Las arenas productoras más altas se encuentran debajo de 1.420'.

La gravedad promedio del crudo es de 20,5 API. El contenido de azufre varía entre 2 y 3%. Un pozo más profundo encontró un yacimiento del Miembro Amacuro con petróleo de bajo azufre y 26-31° API.

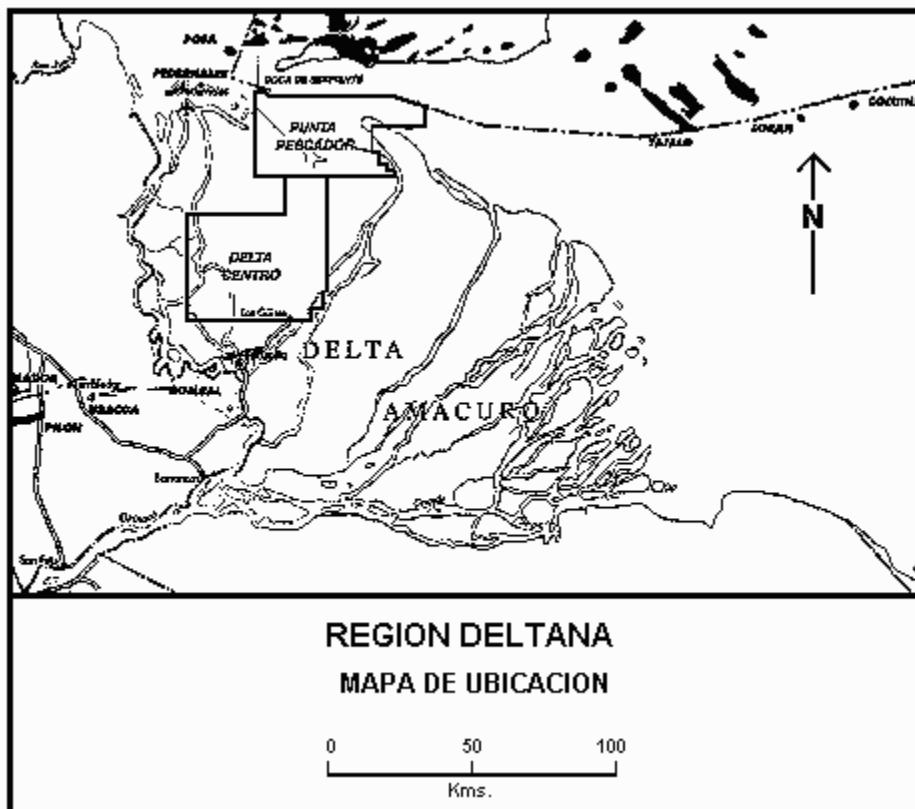
Las arenas productoras tienen una porosidad media de 27% y una permeabilidad del orden de los 300 milidarcies.

El terminal fluvial de Caripito recibe las gabarras que llevan la producción de Pedernales y Tucupita. La segregación comercial Caripito: nafténico tiene una gravedad de 18,5° API y reúne el petróleo de los campos Pedernales, Quiriquire y Tucupita.

Región Deltana

El sistema deltáico actual del Oriente de Venezuela es realmente un sistema complejo, porque el delta del Orinoco propiamente dicho se extiende hacia el norte y se conecta con otras áreas pantanosas, como los bajos del río Guanipa, el delta del río San Juan y más al norte la zona palustre de los caños Guariqueño y Turuépano que llega hasta el piedemonte de Paria. Se prolonga hacia el sur del Río Grande, incluyendo el Brazo Imataca, el caño Arature y los ríos Amacuro y Barima, hasta el límite con Guyana. Considerado en este sentido amplio el Sistema Deltáico Oriental cubre una superficie de 60.000 km².

El delta del Orinoco, en su sentido estricto, tiene su vértice al sureste de la población de Barrancas. De este vértice parten dos grandes curvas de agua: el Río Grande con dirección oeste-este, que cae al Océano Atlántico en la Boca Grande o de Navíos, y el Caño Manamo que sigue un curso sur-norte para desembocar en Pedernales, sobre el Golfo de Paria. La extensión de este triángulo deltáico es de aproximadamente 22.000 km² y dentro de él se encuentran los caños mayores como Cabure, Macaren, Mariusa, Araguao, Merejina.



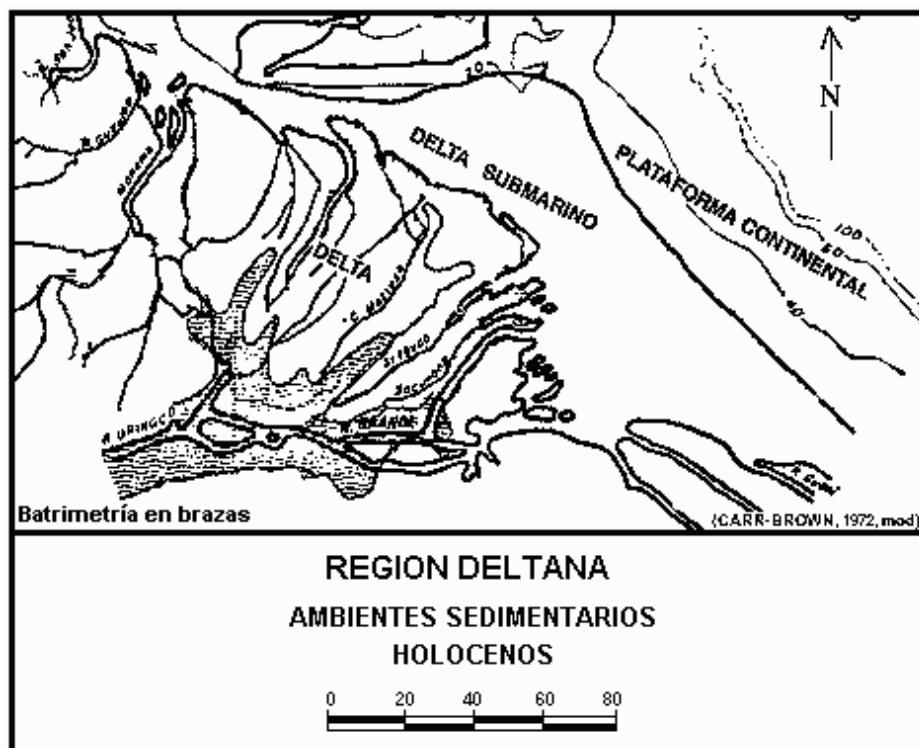
El delta se proyecta mar adentro en la plataforma deltana como una extensión marina de la Cuenca Oriental de Venezuela, que llega extraterritorialmente en el sur y este de Trinidad, entre 30 y 40 brazas (67.7 m), a la plataforma continental.

La Plataforma Atlántica o del Orinoco, costa-afuera del delta, es amplia, con una pendiente suave de 0.1 a 1.2 % hasta un talud bien definido, ubicado a 150 metros de la línea de costa con una profundidad de 100-120 metros y una pendiente de 2.5 a 3%. En la plataforma externa se observa muy poca o ninguna influencia deltática.

En el sistema deltano oriental se conocen algunas manifestaciones superficiales de hidrocarburos: el Lago de asfalto de Guanoco con 350 hectáreas, los menes de los Caños Guanoco y La Brea en el delta del río San Juan y en los afloramientos cretácicos que constituyen el extremo oriental de la Serranía del Interior. Cerca de la boca del río Guanipa, al oeste de Pedernales, existe una filtración de petróleo pesado que llegó a cubrir un área de 250 m². En la Punta Pedernales y en Capure surgen emanaciones de petróleo y gas asociadas a los flujos de barro que caracterizan la estructura del campo petrolífero de Pedernales. Al este de Maturín se conoce un volcán de lodo con algo de gas en la localidad de El Hervidero, sobre el río Iguana, y desde este lugar y la boca del Guanipa se alinean otros volcanes de barro menores.

La historia de la exploración petrolífera en el oriente de Venezuela comienza en 1839 cuando el Dr. José María Vargas analiza muestras del asfalto de Pedernales; recomienda un estudio detallado y que se beneficie mediante arrendamiento a largo plazo.

En 1883 el General Antonio Guzmán Blanco dió a los ciudadanos norteamericanos Horatio R. Hamilton y Jorge A. Phillips la concesión para explorar y explotar por 25 años los bosques y el asfalto del Gran Estado Bermúdez. La concesión Hamilton fue traspasada a la empresa New York and Bermúdez Company que comenzó la explotación de Guanoco en 1887.



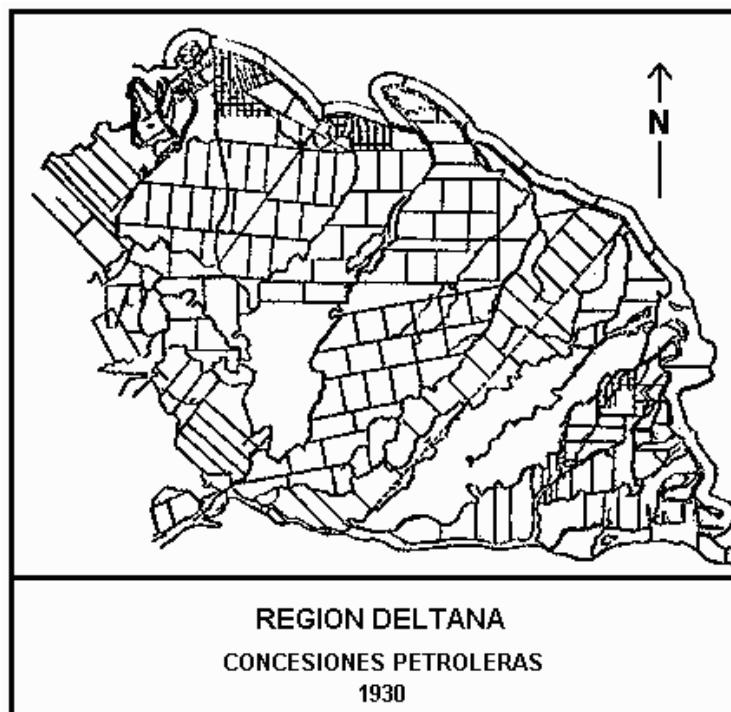
En 1905 se otorgó una concesión petrolera sobre el delta del Orinoco, que fue anulada cuando no se comenzó la explotación en el término fijado de un año.

Para 1909 el General Juan Vicente Gómez concedió al Sr. John Allen Tregelles, representante de la empresa inglesa The Venezuelan Development Company Ltd., derechos petroleros sobre 27 millones de hectáreas en 20 Estados y la región deltana del Territorio Federal Delta Amacuro. Caducó la concesión, y en 1912 pasó a manos del Dr. Rafael Max Valladares, abogado de la empresa General Asphalt Company, quien la traspasó a los dos días a The Caribbean Petroleum Company (formada en 1911 con la General Asphalt como única propietaria). En 1912 la Royal Dutch Shell compró el 51% de la Caribbean.

La presencia de filtraciones de petróleo y emanaciones de gas en la región ha sugerido, desde principios de siglo, la posibilidad de encontrar acumulaciones comerciales de hidrocarburos en el Delta del Orinoco.

En 1922 la British Controlled Oilfields Ltd. obtuvo concesiones en Delta Amacuro y en 1923-25 perforó sin éxito varios pozos de poca profundidad en Isla Redonda y en el Caño Macareo con su filial Tucupita Oilfields. Las concesiones fueron traspasadas posteriormente a la Standard Oil Company of Venezuela.

Fue en Mayo de 1949 cuando la Texas Petroleum Company descubrió el campo Tucupita en el sector occidental de Delta Amacuro, 60 km al este de Temblador, con el pozo Tucupita-1, a 1.710 metros de profundidad, que fue perforado según interpretación sísmica en la villa del Caño Manamo. El campo se extendió al Estado Monagas en Febrero de 1949 cuando se completó el pozo TUC-1.



En la década de los 50 se efectuaron levantamientos geofísicos en el Golfo de Paria y sus alrededores, que incluyeron gravimetría, magnetometría y sísmica de refracción y reflexión.

La perforación frente a Delta Amacuro fue estimulada cuando en 1955 Trinidad completó productor, en el Golfo de Paria, el pozo High Seas-1 (Soldado-1) y el consorcio Paria Operations (Marathon, Texaco, Continental, Cities Services, Richfield) descubrió en 1958 el campo Posa en aguas territoriales venezolanas, con el exploratorio Posa 112-A-1 y diez pozos de desarrollo, en un total de 21 pozos que incluyó la perforación de diez exploratorios secos en el Golfo de Paria. En aguas de Trinidad fueron productores Brighton y Cuova Marine y resultaron secos dos pozos de South Boundary (1960) y dos pozos de Manicou (1977-1978).

El gobierno de Trinidad-Tobago otorgaba extensas concesiones en el Atlántico. En 1969 se encontró gas natural y condensado en Galeota Sureste. Al año siguiente, Queen's Beach, productor, fue seguido al norte por Oilbird Pelican y Kiskadee, petrolíferos, y por los dos pozos secos RL en el sur.

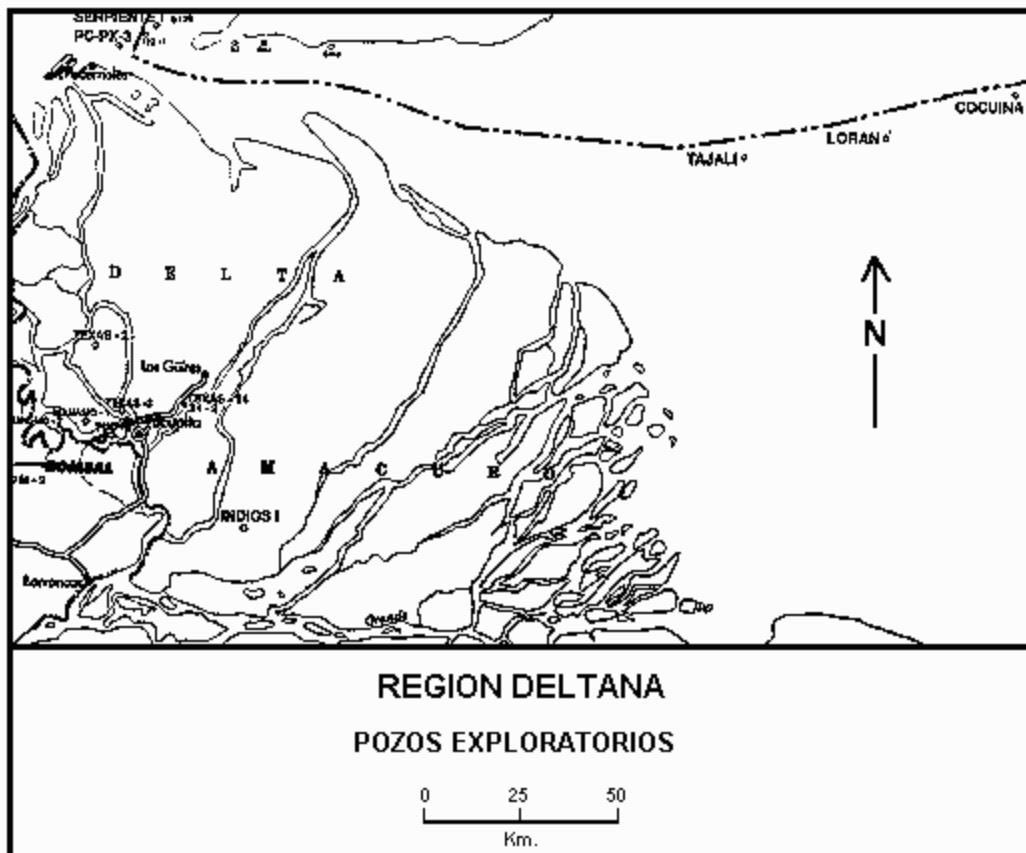
Para 1972-1975 la CVP llevó a cabo nuevos levantamientos de sísmica y gravimetría en el Golfo de Paria.

En 1978 Lagoven emprendió una segunda etapa de exploración sísmica (14.866 km) y un programa exploratorio costa-fuera en la frontera oriental venezolana. Con el equipo de la Ocean Drilling Engineering Co. perforó frente al delta venezolano dos pozos secos, Guarao-1 y Orinoco-1, mediante los cuales se obtuvo valiosa información estratigráfica, estructural y petrofísica. Los pozos más recientes de Lagoven, con el equipo flotante Wodeco-9, descubrieron en 1979 gas biogénico en la plataforma deltana; tres pozos, de los cinco perforados, Loran-1, Coquina-1 y Tajalí-1, encontraron reservas de 5.200 MMMpc de gas y acumulaciones menores de condensado al sureste de Trinidad.

En la plataforma deltana venezolana se han obtenido 14.866 km de exploración sísmica, estudios aerofotogeológicos y un levantamiento aeromagnetométrico de 1981-1982. Se perforaron pozos y se identificó la presencia de gas y condensado, pero aún queda por explorar gran parte de la plataforma.

Muy al sur, en 1982, el pozo Karanambo-1, en el valle de Rupununi, Guyana, dió una prueba inicial de 400 b/d que rápidamente se redujo a 50 b/d. Con anterioridad se habían perforado y abandonado en Guyana 8 pozos en la plataforma continental y otros tantos fuera de la zona de reclamación.

Aún cuando la región deltana presenta dificultades para la perforación y la mayoría de los pozos antiguos son someros, la prospectividad puede ser evaluada cuando se toma en cuenta las interesantes características sedimentarias, estructurales y de hidrocarburos que se conocen en las áreas vecinas.



El campo Bombal al oeste del delta, igual que Tucupita, están ubicados en una directriz regional productora de hidrocarburos que podría extenderse hacia el este en la región deltana.

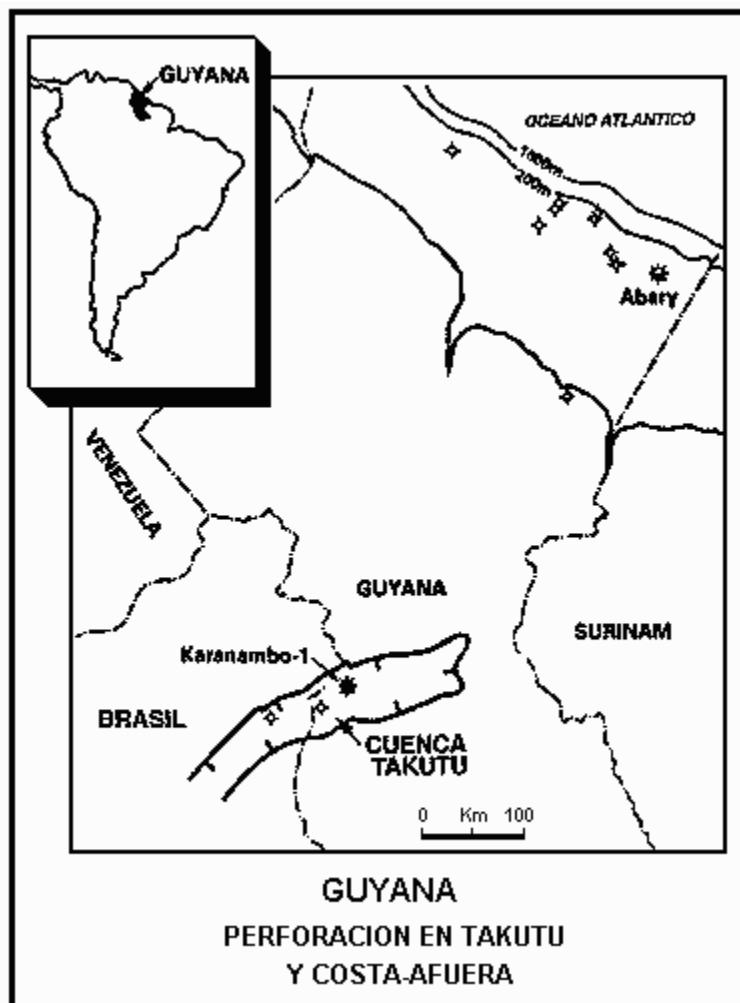
En Tucupita y Bombal la mayor parte del petróleo descubierto corresponde a la Formación Oficina, la cual se adelgaza y tiende a desaparecer hacia el sector sur y sureste del delta; sin embargo, formaciones mas jóvenes, consideradas poco prospectivas fuera del delta, parecen presentar un mejor desarrollo en el área. También podrían ser yacimiento intervalos cretácicos del Grupo Temblador.

El sector este del delta, en la frontera con Trinidad, presenta elementos estructurales de entrampamiento. En este sector se ubican los tres pozos perforados en 1979 que probaron importantes reservas de gas y la presencia de condensado.

El 21 de Septiembre de 1991 el Ministerio de Energía y Minas autorizó a PDVSA la contratación por 20 años con empresas privadas para la reactivación de campos inactivos. La filial operadora mantendrá el control sobre los hidrocarburos, cancelará la inversión de acuerdo al barril producido y pasará a ser propietaria de las instalaciones al término del contrato. El mismo año, Lagoven firmó convenio operativo con el consorcio Benton-Vinccler para la reactivación de los campos Uracoa, Bombal, Tucupita.

En Enero de 1996 PDVSA licitó diez Areas Nuevas de Exploración por contratos de asociación en el esquema de exploración a riesgo y ganancias compartidas aprobado por el Congreso Nacional en 1995. La CVP decidirá, en vista a la prospección que se realice, su asociación al desarrollo con 1 al 31 % de las acciones. Dos de las áreas ofrecidas se encuentran en el Delta Amacuro.

La CVP licitó el Area Punta Pescador en el Delta del Orinoco, al sureste de Pedernales y en el límite sur de Trinidad, bajo convenio de asociación. La licitación favoreció a la empresa Amoco Production Company. El área cubre 2.046 km² y el programa propuesto contempla el levantamiento de 1.100 km de líneas sísmicas 2D ó 3D y 300 km de 3D y dos pozos terciarios de 15.000 a 18.000 pies de profundidad.



La CVP licitó, igualmente, al sur del Area Punta Pescador y entre los caños Macareo y Manamo, el Area Delta Centro, con extensión de 2.126 km² bajo convenio de asociación en área nueva de exploración. El consorcio ganador, Lousiana Land and Exploration Company-Norcen Energy Resources Ltd-Benton Oil and Gas Co., se comprometió a explorar el área mediante 1.300 km de líneas sísmicas 2D, dos pozos cretácicos de 12.000 pies y otro cretácico con 18.000 pies de profundidad.

En 1996 el primer ministro de Trinidad-Tobago firmó en Caracas tratados con Venezuela sobre explotación del gas al sur de la isla de Trinidad, que tendrá interconexión eléctrica desde la represa venezolana del Guri.

Estratigrafía

Las llanuras inundables del delta de los ríos Orinoco y San Juan se desarrollan en sedimentos blandos del Reciente. Su característica prominente son los caños de marea interconectados y formando islas generalmente pantanosas.

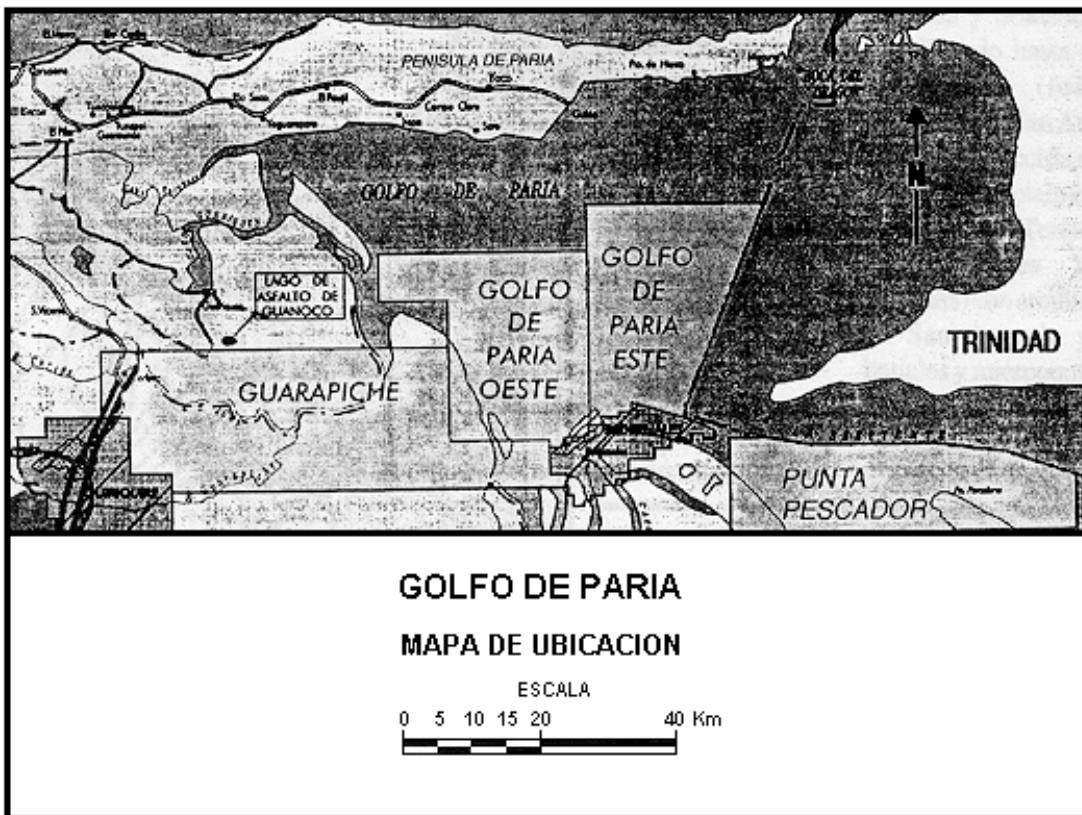
Golfo de Paria

El Golfo de Paria se encuentra al extremo oriental del territorio venezolano, al norte de la región deltana, y se extiende desde la costa meridional de la Península de Paria, de la isla de Patos y del extremo noroccidental de Trinidad en el norte hasta Boca de Serpiente en el sur. Al este, la costa de Trinidad; y al oeste, la tierra firme de Guariquén y Guanoco, que se continua con el delta del Orinoco. Cubre una extensión de 5.000 km² en el territorio venezolano.

En el sur del Golfo se conoce una alineación de manaderos de petróleo y gas, volcanes de loco y lagunas de asfalto que se extiende desde el área sur de Maturín en el Estado Monagas hasta la isla de Trinidad.

Para la década de los 50 se realizaron levantamientos geofísicos en el Golfo de Paria y sus alrededores, que incluyeron magnetometría, gravimetría y sísmica. Una anomalía gravimétrica descrita por los geólogos Barr, Waite y Wilson en la obra "Habitat of Oil" fue identificada bajo la faja de menes y diapiros.

En 1955 se encontró producción comercial de petróleo en el Golfo de Paria cuando el pozo High Seas-1 comenzó el campo Soldado en aguas de Trinidad.



El consorcio Paria Operations Inc. (Marathon, Texaco, Continental, Cities Services, Richfield) completó el 12 de Abril de 1958 el pozo descubridor Posa 112-A-1, en la frontera venezolana y frente al campo Soldado, sobre una estructura determinada por el sismógrafo. El pozo fue seguido por Paria Operations con una activa campaña de perforación exploratoria del Golfo de Paria. La inversión llegó a 130 millones de dólares, con el resultado de cinco pozos secos y siete de desarrollo alrededor del Posa 112-A-1.

En aguas territoriales de Trinidad se encontraron productores Brighton y Cuova Marine en el sector norte de la falla Los Bajos, mientras que dos pozos en South Boundary (1960) y dos pozos en Manicou (1977-1978) fueron perforados sin éxito.

El gobierno de Trinidad estaba otorgando extensas concesiones en el Atlántico y en el Golfo. En 1969 se encontró gas natural y condensado en Galeota Sureste. Al año siguiente Queen's Beach, productor, fue seguido por Oilbird Pelican y Kiskadee, petrolíferos.

Para 1972-1975, la Corporación Venezolana del Petróleo contrató nuevos levantamientos sísmicos y gravimétricos en el Golfo de Paria, dentro de un intenso programa de exploración costa-afuera.

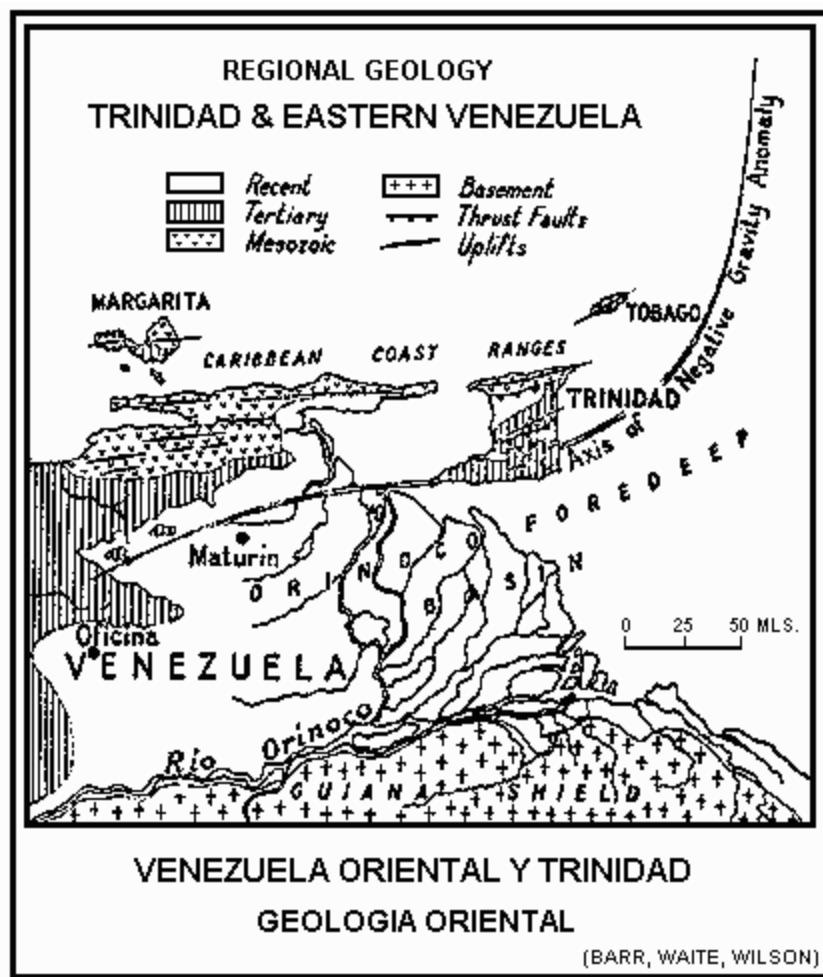
En 1978 Lagoven recibió la responsabilidad exploratoria sobre la sección venezolana del Golfo de Paria comenzando una segunda etapa de estudios de sísmica (3.430 km) y la perforación de cinco pozos en 1980-1982.



Se abandonaron sin éxito, en 1980, los pozo Morro-1 y Plata-1 al oeste de Posa. En 1981 resultaron secos Serpiente-1 y Gupe-1. El pozo Campana-1 fue abandonado en 1983 por dificultades mecánicas.

En 1996, Lagoven abrió a licitación las Areas costa-afuera Golfo de Paria Oeste y Golfo de Paria Este, bajo convenio de asociación en el esquema de exploración a riesgo y ganancias compartidas.

La licitación de Paria Oeste 1.137 km², favoreció al consorcio DuPont de Namours-Conoco, con el compromiso de realizar levantamiento sísmico 2D sobre 800 km y 300 km de 3D, perforando un pozo exploratorio terciario de 12.000 pies y uno cretácico de 18.000 pies. El Area Golfo de Paria Este, 1.084 km², que se extiende hasta cubrir el límite Venezuela-Trinidad Tobago, entró bajo convenio con el grupo Enron Oil & Gas Venezuela Ltd. (90%) - Inelectra (10%) que incluye 1.000 km de líneas 2D y 4 pozos cretácicos de 9.000 pies y 18.000 pies.



Estratigrafía

El Golfo de Paria actual se caracteriza por un fondo suave, con profundidad máxima de 30 metros. Existe una sedimentación activa en la mayor parte del golfo, con limos, arcillas y otros materiales finos de facies deltáticas.

La columna estratigráfica penetrada por los pozos perforados comprende formaciones cretácicas y una sección completa de rocas terciarias y pleistocenas. La perforación en el norte del golfo alcanzó el Cretáceo inferior con pozos de 12.000' de profundidad; en el sur, se ha llegado hasta el Cretáceo superior en los pozos más profundos.

En el Golfo de Paria se ha encontrado una marcada diferencia entre la estratigrafía definida por los pozos del sector norte y los del sur, en cuanto a espesores, ambientes de sedimentación y secuencia litológica.

La zona norte del Golfo recibió sedimentos hasta el Cretáceo superior o, posiblemente, hasta el Terciario inferior. A partir de entonces, una extensa franja que incluye la cadena metamórfica de Paria y el norte de Trinidad y las capas sedimentarias ya depositadas,

es sometida a una intensa erosión que elimina toda la sección sobre el Cretáceo inferior, y pasa a ser fuente de sedimentos que se van depositando al sur. La erosión es tan severa que hoy aparece la Formación Las Piedras (Plioceno superior) inmediatamente sobre el Cretáceo inferior en posición discordante. El Cretáceo inferior (Formación El Cantil) contiene 1.200 pies de calizas, lutitas, limolitas y areniscas de ambiente costero.

En el sector sur, subcuenca de Posa y Soldado, los pozos han llegado hasta el Cretáceo superior (formaciones Querecual y San Antonio) dentro de una sección de 2.000' de espesor, esencialmente lutítica, que incluye el Terciario inferior (formaciones Vidoño y Caratas) con arcilitas pelágicas en San Antonio y limolitas batiales y microconglomerados en Caratas. Sobre la Formación Caratas (Eoceno medio a superior) aparece la secuencia del Oligoceno al Mioceno inferior y medio (formaciones Carapita-Cipero, Nariva-Brasso y Tamana-Lengua).

GOLFO DE PARIA (AREA SUR) COLUMNAS ESTRATIGRAFICA						
CRETACEO SUPERIOR	PALEO EDAD	EDAD MED. SUP.	OLIOCENO / MIOCENO	MIOC. SUP./ PLIO. INF.	PLEISTOCENO / PENISULA DE PARIA LAS PIEDRAS	DESCRIPCION
					ARENISCAS LIMOLITAS Y LUTITAS CARBONOSAS. LIGNITO.	
					ARCILLAS, LIMOLITAS Y CAPAS DE LIGNITO	
					LUTITAS CON LIMOLITAS CALCAREAS Y ARENOSES	
					LIMOS Y ARCILLAS CON HORIZONTES ARENOSES	
					LUTITAS Y LIMOLITAS.	
					LUTITAS.	
					ARCILITAS	
					LUTITAS	

La Formación Carapita (Mioceno inferior a medio), con facies de mar abierto y con probable influencia de corrientes turbidíticas, está compuesta de lutitas, con limolitas y algunas areniscas de grano muy fino, que se depositaron sobre capas eocenas de la Formación Caratas.

Encima de Carapita aparece en Morro-1 una unidad litoestratigráfica que se ha llamado Tamana-Lengua (Mioceno medio tardío) en los campos de Soldado y Posa, por su

analogía con las de la zona sur de Trinidad. Contiene 2.300' de lutitas calcáreas con limolitas arenosas, de ambiente nerítico a batial superior.

La Formación La Pica (Mioceno superior al Plioceno inferior), de ambiente marino variable entre batial y somero, es generalmente concordante sobre Carapita con relaciones discordantes locales. Consiste en lutitas interestratificadas con areniscas de grano muy fino y limolitas.

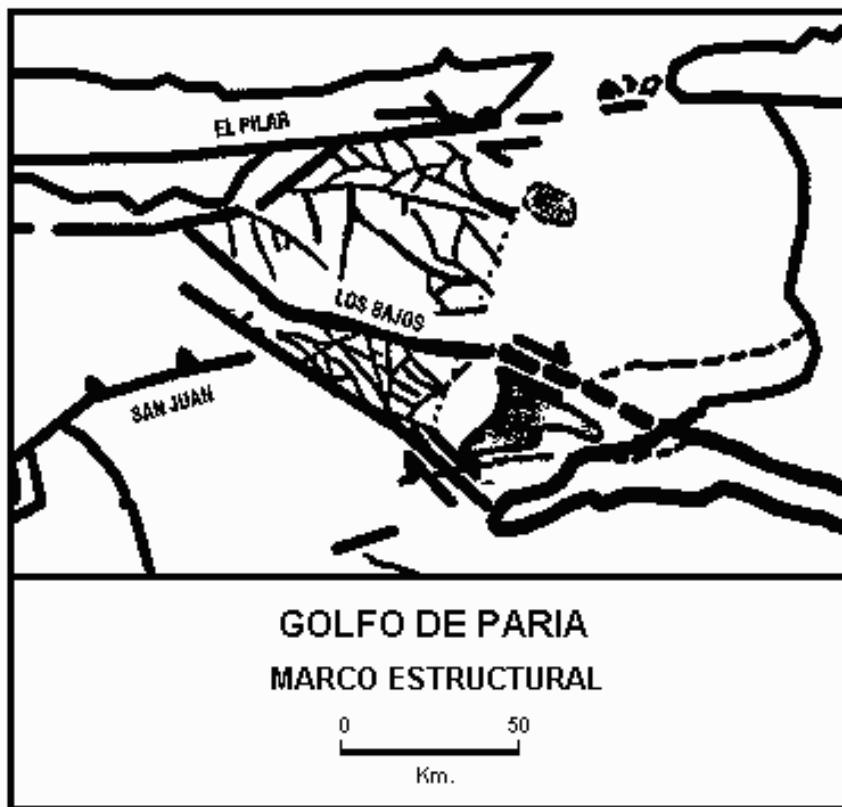
Para el Plioceno, las aguas han subido en el norte hasta la franja metamórfica Paria-Norte de Trinidad, que proporciona los sedimentos que van rellenando el Golfo de la forma actual, y se nota ya un aporte importante del Orinoco desde el suroeste.

La Formación Las Piedras (Plioceno superior), de ambiente marino somero a fluvial, regularmente concordante sobre La Pica en el sector sur del Golfo y discordante sobre el Cretáceo en el norte, está integrada por arcillas, lutitas arenosas, arenas de grano fino a grueso y lignitos.

Discordantemente sigue la Formación Paria (Pleistoceno que consiste de arcillas con arenas de grano muy fino y abundante material carbonáceo, de ambiente variable entre marino somero y planicie deltática.

Estructura

El Golfo de Paria comprende un área del cinturón móvil de la Cuenca Oriental de Venezuela, al sur del sistema de fallamiento de El Pilar, zona de interacción entre la placa tectónica del Caribe que se mueve al este y la placa tectónica de Suramérica que se desplaza hacia el oeste. El Golfo se extiende al este en la subcuenca de Caroní del norte de Trinidad, y al oeste en la fosa de San Juan y la pequeña cuenca extensional de Guanoco.



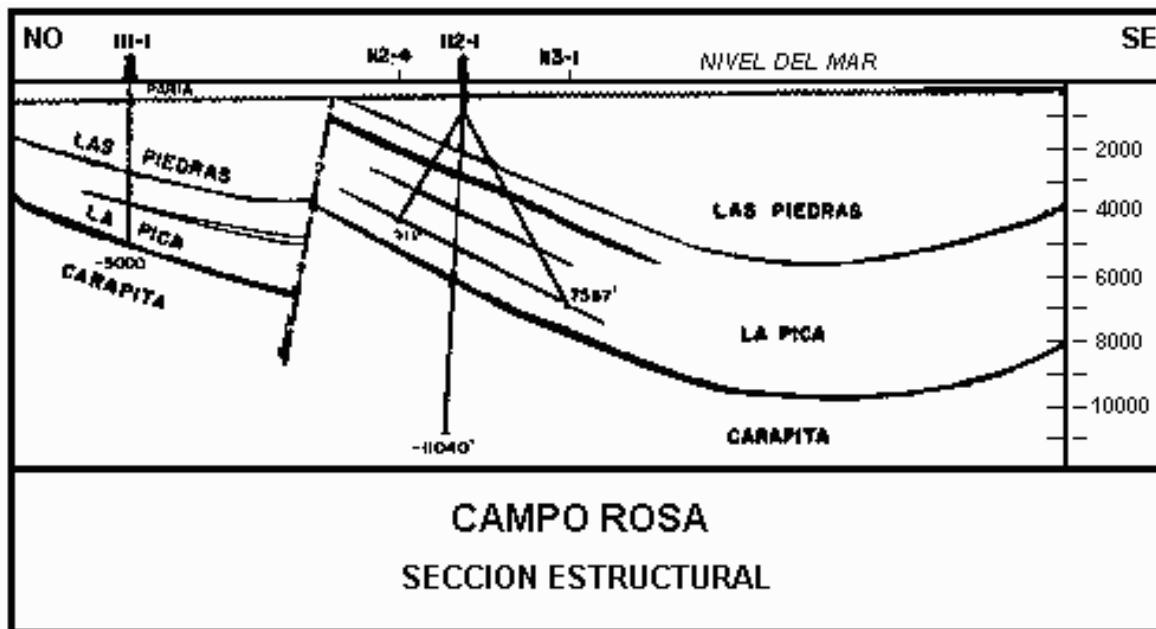
La zona de falla de Los Bajos se presenta en el centro del golfo. Clasificada como transcurrente dextral, se deriva en dirección sureste del sistema de El Pilar y sigue de oeste a este para volver al rumbo sureste en el occidente de Trinidad. El desplazamiento horizontal ha sido estimado en ocho kilómetros y el vertical en 640 metros.

En el sector al norte de la falla de Los Bajos se presentan elementos estructurales de entrampamiento. Al centro del Golfo se encuentran los altos de Domoil y Gopa. También se ubican en esta área compresiva los tres pozos perforados en 1979 por Lagoven muy al este, en la región deltana, que probaron acumulaciones de gas del Mio-plioceno en trampas conformadas por cierres contra fallas.

Se han determinado dos patrones de fallas normales con dirección suroeste y sureste. La densidad de las fallas en el subsuelo se considera comparable con el patrón existente en el Estado Monagas.

En el sector estable del sur se encuentran fallas y una secuencia estratigráfica típica de la plataforma de los escudos.

En el área de Posa, al sur de la falla de Los Bajos, el sinclinal de Guanipa o flanco norte del anticlinal de Pedernales, con rumbo noreste, es una estructura importante. El campo Posa se desarrolló en el norte del sinclinal de Guanipa. Al norte del campo, con dirección paralela al eje de los pliegues, se presenta la falla Posa, falla normal de rumbo noreste y buzamiento norte con desplazamiento de 3.000 pies.

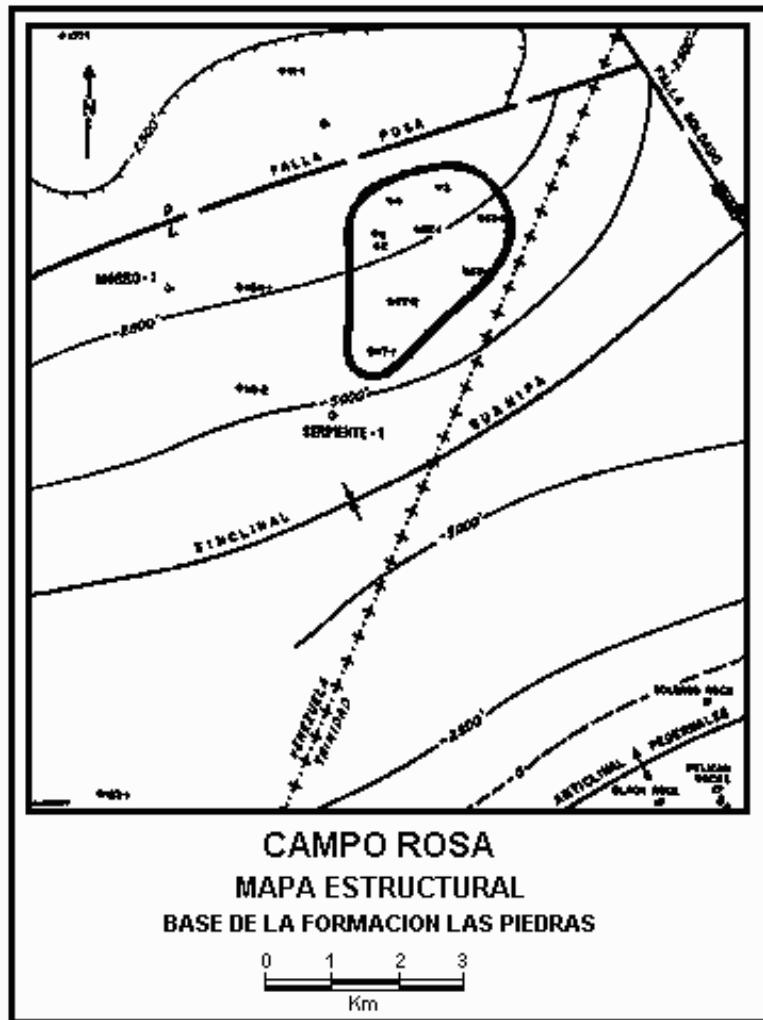


La principal actividad de plegamiento y fallamiento de ángulo alto ocurrió durante la orogénesis del Mioceno al Plioceno. En los bordes y en los sectores elevados las formaciones más antiguas fueron levantadas y deformadas, y sometidas luego a erosión y sedimentación.

Se han definido dos fases de deformación compresiva durante el Mioceno medio. La segunda fase sería responsable de la reactivación e inversión de paleofosas tectónicas de edad jurásica con corrimientos asociados que cortan en forma oblíqua a las estructuras previas y afectan sectores más meridionales del frente de deformación anterior. El acortamiento ocurre principalmente en la Serranía del Interior y su piedemonte.

Durante el Mioceno superior a Pleistoceno se observa un sistema de fallas normales, de dirección noroeste-sureste, correlacionado con el desarrollo del Golfo de Paria.

Los últimos movimientos tectónicos, al final del Pleistoceno reactivaron algunas fallas y la Formación Paria, que yace discordantemente sobre Las Piedras, muestra una suave deformación en comparación con las capas más antiguas.



Producción

La primera perforación realizada con éxito en aguas territoriales venezolanas del Golfo de Paria fue el pozo exploratorio Posa 112-A-1, en concesiones del consorcio Paria Operations, en 1958. Cinco pozos exploratorios adicionales en el Golfo resultaron secos y Posa 112-A-1 fue rodeado con siete pozos de desarrollo. Las concesiones fueron devueltas a la Nación en 1964-69.

Durante 1980 se perforaron los pozos secos Morro-1 cerca del campo Posa en el flanco norte del sinclinal de Guanipa y el pozo Plata-1 en el declive norte de un alto estructural ubicado al oeste de Posa y al norte de Pedernales. Siguieron en 1981, igualmente secos, los pozos Serpiente-1 en la extensión este del anticlinal de Pedernales, y Gupe-1 en un alto del norte del Golfo.

El pozo Campana-1, al noroeste de Pedernales, fue abandonado a los 2.510 pies de profundidad sin alcanzar sus objetivos.

En el esfuerzo exploratorio realizado en el lapso 1978-1989 se encontró petróleo pesado del Golfo de Paria en trampas contra fallas, que se consideró poco atractivo comercialmente.

En el campo Posa los horizontes petrolíferos se encuentran en las arenas de la Formación La Pica y el sector basal de la Formación Las Piedras. La producción principal se encontró en tres areniscas de la Formación La Pica. Las acumulaciones de petróleo en el flanco norte del sinclinal de Guanipa son principalmente estratigráficas, con barreras incidentales por fallas.

Las arenas productoras tienen grano fino, con alto porcentaje de arcilla. Muestran baja permeabilidad y una marcada lenticularidad.

La gravedad del petróleo varía entre 14 y 21° API.

Cuenca de Carúpano

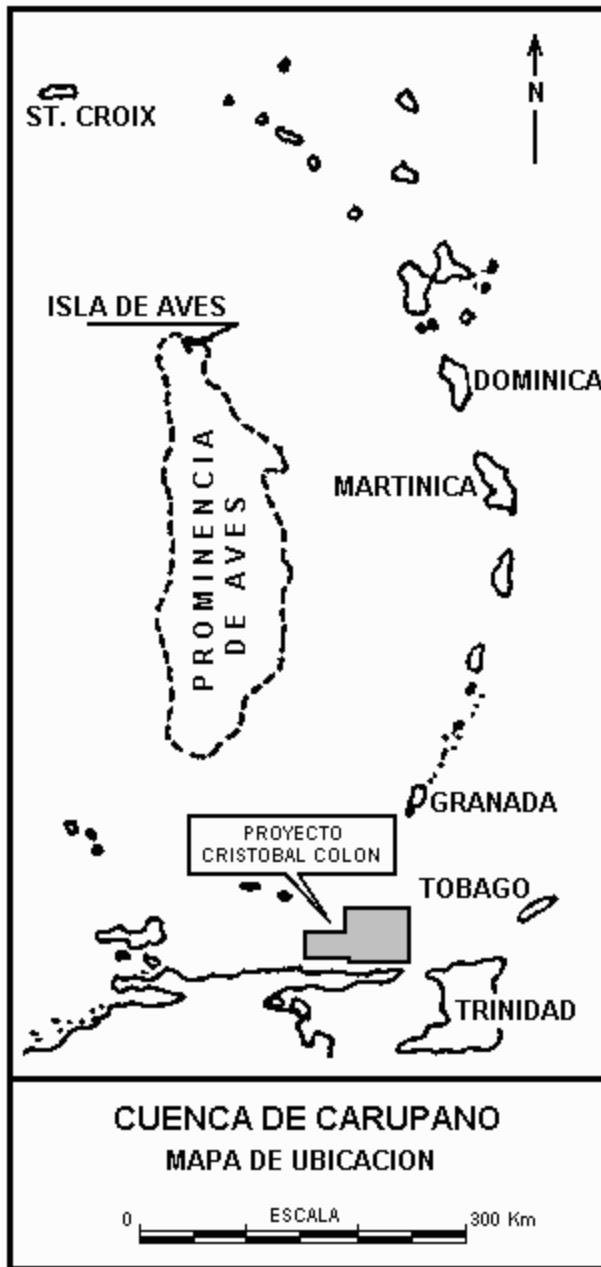
La Cuenca de Carúpano, al noreste de Suramérica, ocupa el área de la plataforma continental que se extiende al norte de la Península de Paria y la isla de Trinidad hasta la Cuenca de Granada.

La región de la Cuenca de Carúpano bajo aguas territoriales venezolanas comprende 30.000 km² de la plataforma continental entre la Cuenca de Cariaco y la isla de Margarita al oeste hasta la frontera de Trinidad-Tobago en el este.

La exploración sistemática de la plataforma continental venezolana, 100.000 km² desde el Golfo de Venezuela a la región deltana, se inició en 1947 con un levantamiento magnetométrico en el Golfo de Venezuela. Años después se efectuaron algunas investigaciones geofísicas llevadas a cabo por las empresas concesionarias y por la Corporación Venezolana del Petróleo.

En 1972 la CVP realizó investigación sismográfica en el área al oeste del meridiano de Boca de Dragón.

A partir de Octubre de 1978 Lagoven emprendió un significativo esfuerzo exploratorio de la plataforma continental venezolana. Esta actividad costa afuera, geofísica y de perforación, concluyó en 1983, cubriendo el Golfo de Venezuela, Golfo de La Vela, Golfo Triste, zonas este y oeste de Margarita, así como la región deltana. Incluyó 20 pozos de la Cuenca de Carúpano, 3 pozos del Golfo Triste, y la Cuenca de Cariaco con 12 pozos.



La exploración logró el descubrimiento de importantes yacimientos de gas en la Cuenca de Carúpano (Mejillones, Mejillones Sur, Patao, Patao Sur, Dragón, Los Testigos) y uno de condensado que fue llamado Río Caribe. La campaña exploratoria concluyó su primera etapa con el pozo exploratorio seco Caracolito-1, 65 kms al noroeste de Dragón y el más profundo de la serie (18.614'), y Dragón-3, productor, de avanzada.

El campo Patao fue descubierto en Marzo de 1979 y produjo gas natural a 2.500 metros. Patao-2 (Junio de 1979), -3, -4, y Patao Sur-1 confirmaron la extensión del yacimiento. Chaconia-1 y -2 encontraron gas en Marzo y Octubre de 1981, a 2.600 metros de

profundidad, hacia el noroeste de la alineación de Patao, en aguas territoriales de Trinidad-Tobago.

Hibiscus-1, (11.700), también en Trinidad, produjo gas seco en la prolongación noroeste de Dragón. HHG-1 (12.345) y KKG-1 (8.990) fueron igualmente descubridores de yacimientos gasíferos.

En aguas venezolanas, Uquire-1, 35 km al norte de Patao y cerca del límite de Venezuela con Granada, probó sin éxito el área más septentrional de la Cuenca de Carúpano. Los Testigos-2 resultó un buen productor de gas en el extremo noroeste del área.

Río Caribe-1 descubrió en 1981 gas condensado retrógrado a profundidad de 2.400 metros en aguas de 90 metros.

Además de levantamientos gravimétricos y magnetométricos, las áreas costa afuera de Venezuela han sido investigadas mediante más de 100.000 km de líneas sísmicas y 92 pozos exploratorios. Corresponden a la Cuenca de Carúpano 16.903 km de sísmica y 20 pozos.

La actividad exploratoria realizada hasta el presente en la plataforma continental venezolana apenas alcanza un 30% de su extensión. Queda por investigar el Golfo de Venezuela la parte de aguas profundas de la Cuenca de Cariaco y gran parte de la plataforma deltana. Se supone además la existencia de áreas prospectivas en las aguas profundas del talud continental, donde los levantamientos sísmicos regionales han determinado la presencia de sedimentos favorables para la generación y entrampamiento de hidrocarburos.

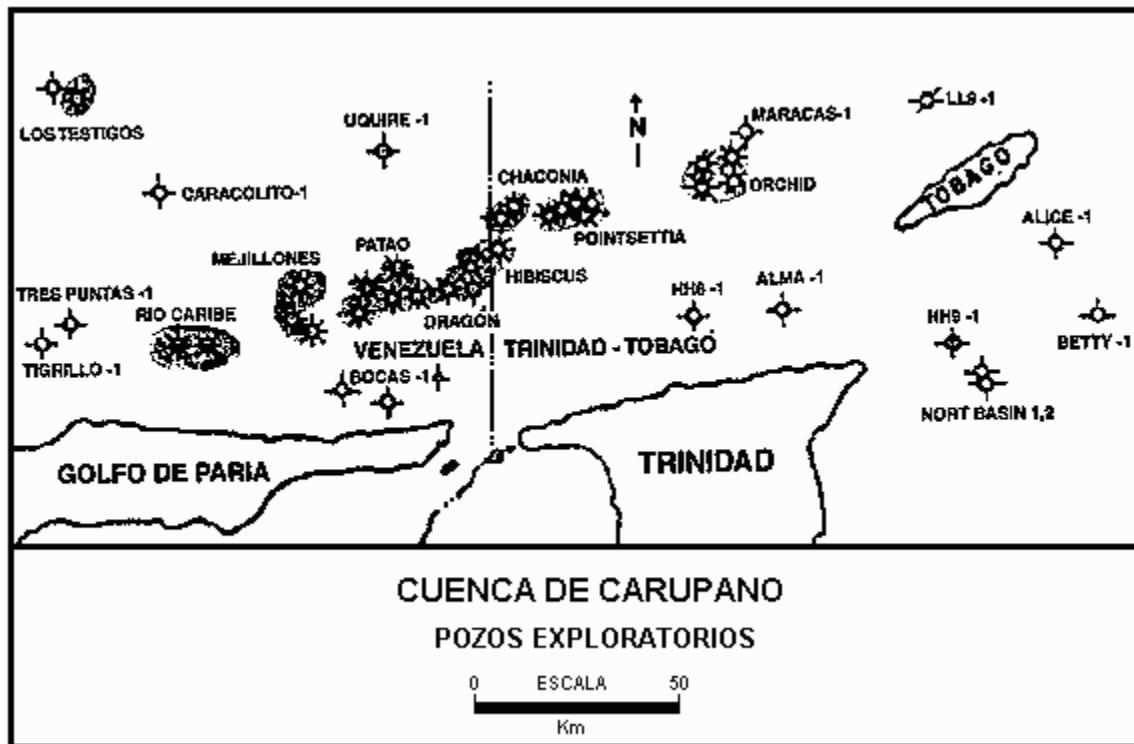
En 1978 una expedición científica norteamericana encontró por debajo de los 200 metros de la superficie del Mar Caribe una corriente marina de 1.500 km de largo, 2 km de ancho y 100 metros de espesor cargada de gotas de petróleo, con origen en la plalaforma continental de Venezuela. Los cálculos alcanzaron a estimar un flujo anual de más de un millón de toneladas de petróleo bruto dispersas en el océano.

A fines de 1980 Lagoven concertó un convenio con la empresa francesa Elf-Aquitaine para proceder al estudio de prefactibilidad para el desarrollo de los campos de la Cuenca de Carúpano.

Años más tarde se comenzó a planificar el mejor aprovechamiento del gas de la Cuenca y a diseñar lo que se denominó Proyecto Cristóbal Colón. En 1991 se levantaron 1.600 km² con líneas sísmicas solicitadas por el Proyecto para evaluar los volúmenes de gas en los campos Mejillones, Patao, Dragón y Río Caribe.

El Proyecto Cristóbal Colón contempla la producción de gas seco en los campos de Patao, Dragón y Mejillones. Del campo Río Caribe se obtendrá etano y propano que se utilizará como refrigerante. Para instalar la Planta de Licuefacción se escogió la Bahía de Mapire, 25 km al este de Güiria, donde se construirán las facilidades de exportación.

Se estudia la construcción de una flota de tres barcos metaneros que llevaran el producto a los terminales de Gas Natural Licuado de la Costa Este y de la Costa del Golfo de los Estados Unidos. Lagoven (33%) seleccionó en Febrero de 1991 como participantes a las empresas Shell Internacional Gas Limited (30%), Exxon Company Internacional (29%) y Mitsubishi Corporation (8%), quienes aportaran suficiente solidez al proyecto en cuanto a experiencia, tecnología y mercado se refiere.



Estratigrafía

En la Cuenca de Carúpano se ha acumulado un espesor de sedimentos superior a los 20.000 pies, que va desde el pre-Cretáceo hasta el Reciente.

El modelo geológico, basado en los pozos perforados, define para las arenas gasíferas una sedimentación regional que varía desde turbiditas batiales en Río Caribe y Mejillones hasta depósitos de plataforma en Patao y Dragón.

La estratigrafía de la región fue descrita detalladamente por M. Castro y A. Mederos en el VI Congreso Geológico Venezolano (1985).

El pozo Bocas-1 penetró desde los 10.158' más de 2.000' de un metabasalto de fondo marino con metamorfismo de bajo grado, que se denominó Complejo Bocas y se le asignó una edad Cretáceo inferior y posiblemente Jurásico.

Más alto, se ha encontrado el Complejo Mejillones (Cretáceo inferior y superior), marino de aguas profundas, con sedimentos lutíticos calcáreos o arenáceos y clásticos de origen

ígneos, interestratificados con calizas y capas de lava. Se perforaron 3.720' en Patao-1 sin haber alcanzado la base.

La sedimentación durante el Eoceno-Oligoceno fue de carácter restringido, en relleno de aguas profundas. Únicamente se encontraron sedimentos de esta edad en los pozos Tigrillo-1, Tres Puntas-1 y Caracolito-1.

La Formación Tigrillo (Eoceno inferior a medio) aparece discordante sobre el Cretáceo en los pozos Tigrillo-1, Tres Puntas-1 y Caracolito-1. Comprende areniscas de grano fino a medio, lutitas y limolitas laminares masivas, con calizas y material ígneo a metamórfico, depositados en ambientes de aguas profundas con influencia de corrientes de turbidez. En el pozo Caracolito-1 el espesor sobrepasa los 7.400' en Tigrillo-1 baja a 2515'.

En el intervalo Eoceno superior-Oligoceno inferior ocurrió en la plataforma de Los Testigos un magmatismo volcánico e hipabasal.

El Complejo Los Testigos (Eoceno superior tardío y Oligoceno basal) es una unidad formada por basaltos andesíticos fragmentados, que se depositaron en un ambiente de aguas poco profundas. En el pozo Los Testigos-2 se perforaron más de 180' y en Los Testigos-1 el espesor es de 100'. El Complejo se encontró discordante bajo la Formación Tres Puntas al noroeste de la Cuenca, donde no aparece la Formación Caracolito.

La Formación Caracolito (Oligoceno), discordante sobre Tigrillo cuando está ausente el Eoceno superior, fue depositada en aguas batiales con probables corrientes de turbidez. Tiene un espesor de 3.540' en Caracolito-1, que se adelgaza en dirección suroeste. Comprende lutitas y limolitas masivas, laminares, con areniscas de grano medio.

Continua la Formación Tres Puntas (Mioceno inferior a medio) concordante sobre los sedimentos del Paleógeno o discordante sobre el Cretáceo donde el Paleógeno no está presente, de ambiente batial en su sección inferior que pasa a prodelta y nerítico en su parte alta. Alcanza los 5.900' de lutitas laminares masivas con intercalación de limolitas, interestratificadas con areniscas calcáreas de grano fino a medio, calizas y material piroclástico e ígneo. El espesor baja al oeste, en el pozo Testigos-2 hasta 240'.

A partir del Mioceno medio el relieve de la región fue modificado, se inició una amplia subsidencia con la consiguiente transgresión marina y la sedimentación alcanza su mayor desarrollo en la Cuenca de Carúpano. Los sedimentos correspondientes a Mioceno Superior-Pleistoceno se depositaron en aguas someras tropicales.

CUENCA DE CARUPANO CORRELACION ESTRATIGRAFICA				
REGION EDAD \	ORIENTE	TRINIDAD	N. TRINIDAD	CARUPANO
PLEISTOCENO	MESA PARIA	CEDROS ERIN	CEDROS TAMPARO	CUMANA
PLIOCENO	LAS PIEDRAS LA PICA	MORNE L'ENFER	SPRINGDALE	CUBAGUA
MIOCENO	SUPERIOR	FOREST CRUSE	MANZANILLA	
	MEDIO	LENGUA	TAMANA	TRES PUNTAS
	INFERIOR	CIPERO	BRASSO NARIVA	CARACOLITO
OLIGOCENO	AREO		CIPERO INF.	
EOCENO	LOS JABILLOS	SAN FERNANDO		COMPLEJO LOS TESTIGOS
	SUPERIOR			TIGRILLO
	MEDIO	NAVET		
PALEOCENO	CARATAS			
	INFERIOR			
	VIDONO	LIZARD SPRING		
CRETACEO	SUPERIOR	GUAYAGUAYARE NAPARIMA HILL	GUAYAGUAYARE NAPARIMA HILL	COMPLEJO MEJILLONES
	INFERIOR	TIGRE CANOA	GAUTIER CUCHE	COMPLEJO BOCAS

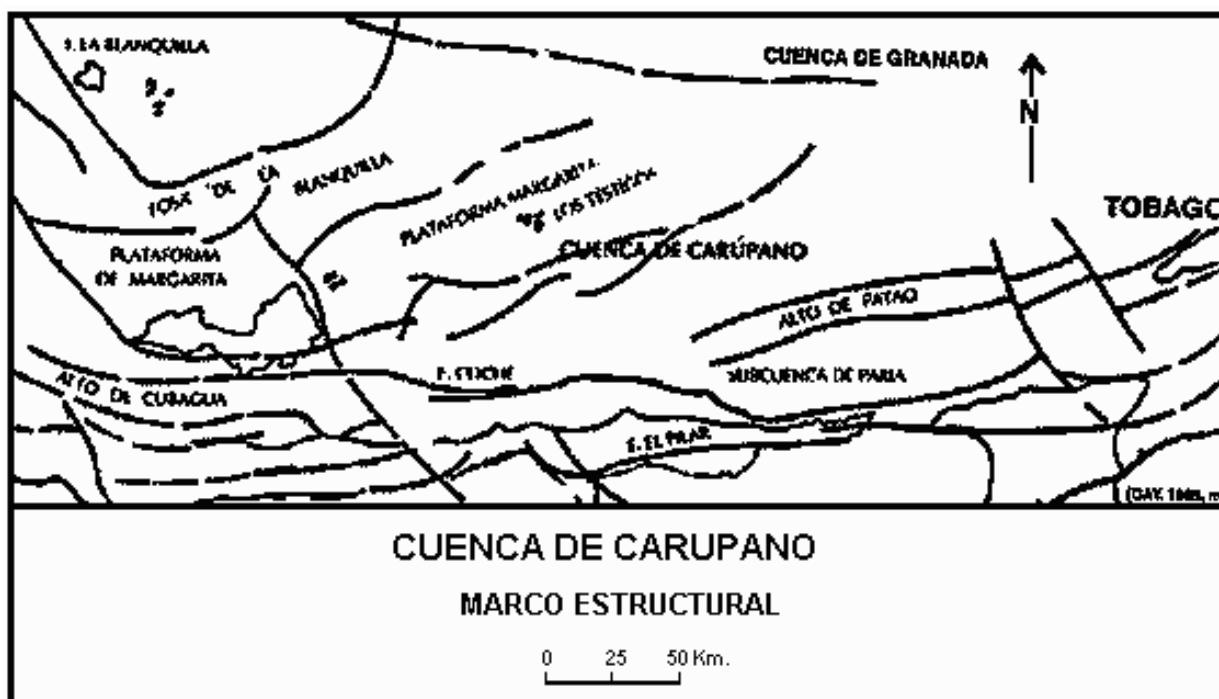
La Formación Cubagua (Mioceno superior y Plioceno), concordante sobre Tres Puntas, de ambiente nerítico hasta batial con aguas tropicales someras de mar abierto detrás de arrecifes en su parte superior. En el pozo Río Caribe-1 la formación tiene 6.775' de espesor, el máximo conocido, con un sector inferior de lutitas con limolitas y algunos intervalos arenosos de corrientes de turbidez, y una sección superior con calizas arrecifales y areniscas cuarzosas o calcáreas interestratificadas con lutitas laminares, arcillas y limolitas. Suprayace a la Formación Tres Puntas en contacto concordante en algunos pozos y discordantes en otros por ausencia del Mioceno superior.

La Formación Cumaná (Plioceno tardío y Pleistoceno), de ambiente marino somero, alcanza en Dragón-3 su máximo espesor de 2.248'. Es concordante sobre Cubagua y está constituida por calizas orgánicas y lodolitas intercaladas con arcillas y areniscas calcáreas o cuarzosas de grano muy fino y limolitas.

El Reciente cierra la columna estratigráfica con sedimentos no consolidados aluvionales.

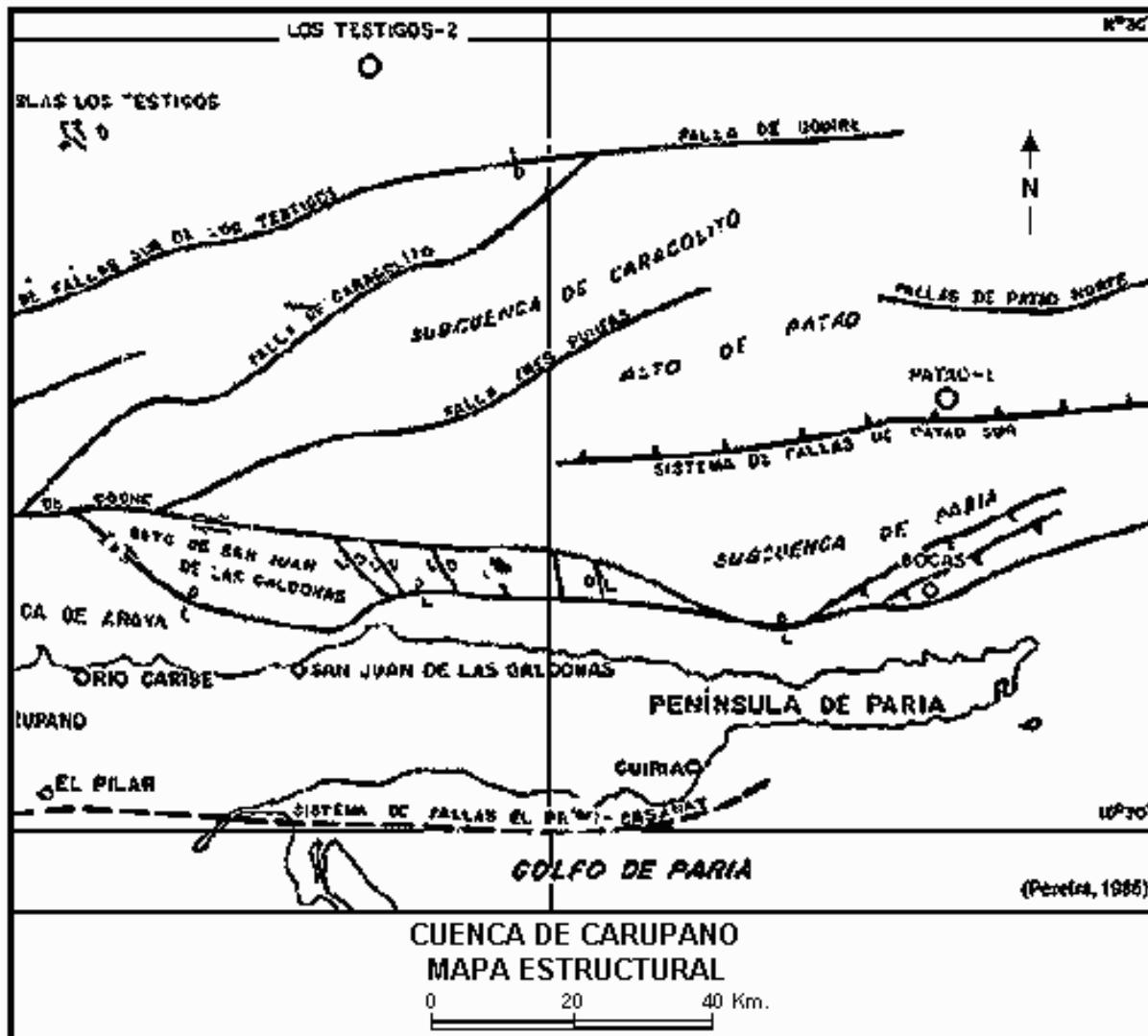
Estructura

Las áreas costa afuera de Venezuela se relacionan muy estrechamente con el margen meridional de la placa tectónica del Caribe, y sus rasgos geológicos se asocian genéticamente con movimientos distensivos y transcurrentes dextrales en la zona de subducción de la placa del Caribe por debajo de la suramericana.



La estructura actual de la plataforma continental de Venezuela es un conjunto de surcos sedimentarios y arcos de dirección este-oeste asociados con faltas dextrales de gran desplazamiento orientadas en la misma dirección. Estas estructuras están desplazadas por otro sistema transcurrente dextral con rumbo noroestesureste. Los arcos consisten esencialmente en rocas ígneo-metamórficas cretácicas, mientras que los surcos, considerados en algunos casos como cuencas sedimentarias de edad predominantemente terciaria, se originaron en algunas partes por compresión entre las dos placas tectónicas convergentes y en otras por distensión a lo largo de las fallas transcurrentes.

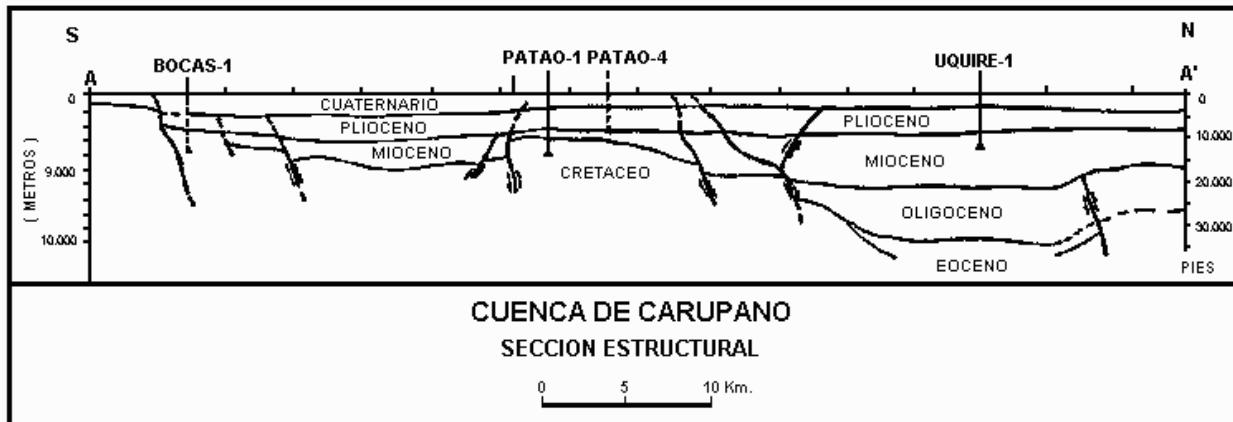
En la provincia geológica oriental se identifican de norte a sur la prominencia de Aves, la cuenca de Granada, la plataforma de Margarita-Los Testigos, y la Cuenca de Carúpano.



Durante el Eoceno un régimen tectónico de transcurriencia produjo localmente estructuras tensionales que fracturaron el basamento cretácico y originaron un sistema local de fosas y pilares tectónicos.

La Cuenca de Carúpano es una fosa de dirección este-oeste que se continúa al este en la Cuenca de Tobago y presenta en el centro el Alto de Patao, un pilar tectónico de rumbo noreste-suroeste, cortado por fallas transversales del sistema noroeste-sureste.

El período Mioceno-Cuaternario se caracteriza por movimientos oblicuos resultantes de la compresión entre las placas tectónicas del Caribe y de Suramérica.



Producción

En la Cuenca de Carúpano, a lo largo del pilar tectónico que origina el Alto de Patao, se han realizado importantes descubrimientos de gas y condensado en sedimentos miocenos, los más significativos que se han logrado en la plataforma continental venezolana. En la campaña exploratoria costa afuera de 1978-1982 se encontraron en la cuenca 13.9 tcf de gas, incluyendo 1.2 tcf del gas y condensado de Río Caribe.

Lagoven descubrió el campo Patao en Marzo de 1979, a 7.500' de profundidad, al norte de la Península de Paria.

El pozo Patao-1 descubrió un excelente depósito de gas. Patao-2 confirmó el yacimiento en Junio de 1979 y fue seguido para los pozos Patao-3 y 4 que delinearon un gigantesco depósito gasífero. Patao Sur-1 continuó la extensión hacia el suroeste. Los pozos de mayor potencial son Patao-1 y Patao Sur-2 con aparte superior a los 40 millones de pies cúbicos por día.

El pozo Dragón-1 encontró el yacimiento de gas en 1980. Dragón-2 y -3 extendieron la acumulación. Chaconia-1 (Marzo de 1980) y Chaconia-2, en aguas territoriales de Trinidad-Tobago, se encuentran al noreste de la alineación de Dragón, con 2.600 y 3.600 metros de profundidad en arenas, respectivamente, del Plioceno superior y del Mioceno.

Hibiscus-1, de Trinidad Tobago, al noroeste de Dragón, llegó hasta el Oligoceno (3.900) con yacimientos de gas seco.

Mejillones-1, de Lagoven, produjo 50 millones de pies cúbicos de gas y 120 barriles de condensado en dos zonas probadas.

El pozo Los Testigos-2 descubrió el gas del extremo occidental de la Cuenca de Carúpano.

Río Caribe-1 probó 2.755 barriles de condensado de 58° API. La extensión del yacimiento fue comprobada con el pozo Río Caribe-2.

En el área septentrional de la Cuenca, el pozo Uquira-1, 35 km al norte de Dragón y cerca del límite con Granada, fue perforado sin éxito. Caracolito-1, 65 km al noroeste de Dragón, resultó igualmente seco.

Para el gas biogénico de la Cuenca de Carúpano se ha señalado como roca-madre la gruesa sección del Plioceno, con abundante materia orgánica terrestre.

La perforación de Patao-1 y Mejillones-1 fue realizada por el barco Wodeco-1X, reemplazado por la plataforma autoelevadiza Rowan Odessa.

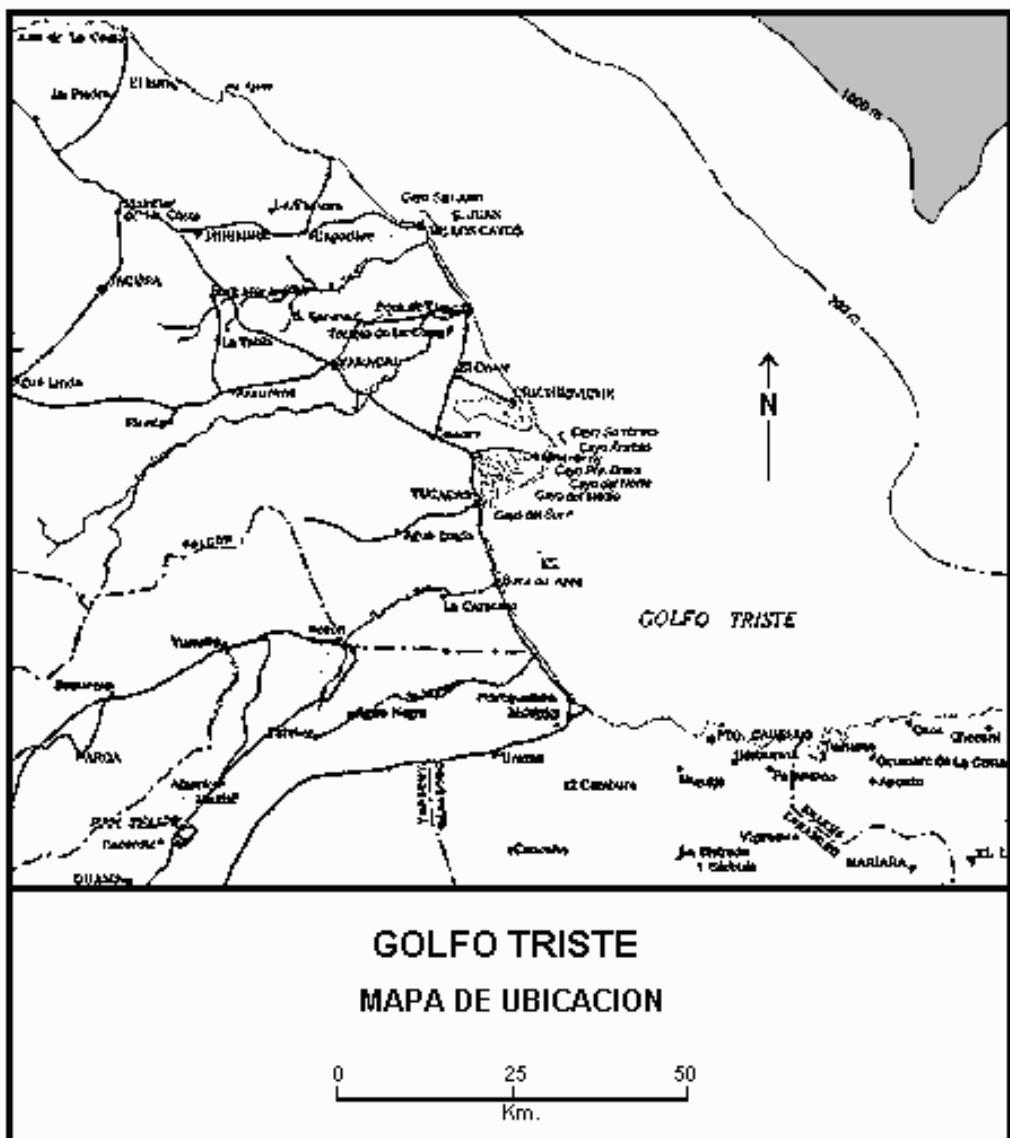
Golfo Triste

La región del Golfo Triste, dentro de la Cuenca de Bonaire, es la extensión marina de la costa oriental de los estados Falcón y Yaracuy y de la costa norte de Carabobo y Aragua. Se ha estimado en 3.000 km² y se extiende en el norte a la frontera de Venezuela y al este hasta la plataforma o meseta de La Guaira.

Se han diferenciado tres sectores en el Golfo Triste: Norte, en aguas venezolanas hasta la desembocadura del río Tocuyo; Central hasta Cayos del Sur cerca de Tucacas; y Sur a las costas de Carabobo y Aragua.

Entre 1978 y 1983 la industria petrolera nacionalizada realizó una campaña exploratoria de la plataforma continental venezolana levantando 100.143 han de líneas sísmicas y probando 70 pozos de los 72 que perforó. En el Golfo Triste se obtuvieron 4.578 km de sísmica y se perforaron tres pozos entre Octubre de 1978 y Abril de 1979, dos en el sector sur y el último en el central. Los pozos lograron valiosa información geológica hasta profundidad considerable (14.900') aunque sin asignar reservas de hidrocarburos.

El esfuerzo exploratorio llevado a cabo hasta el presente en la plataforma continental de Venezuela apenas alcanza al 30% de los 100.000 km² de extensión. En el Golfo Triste falta por investigar la parte norte de la cuenca y el área de aguas profundas en el talud continental.

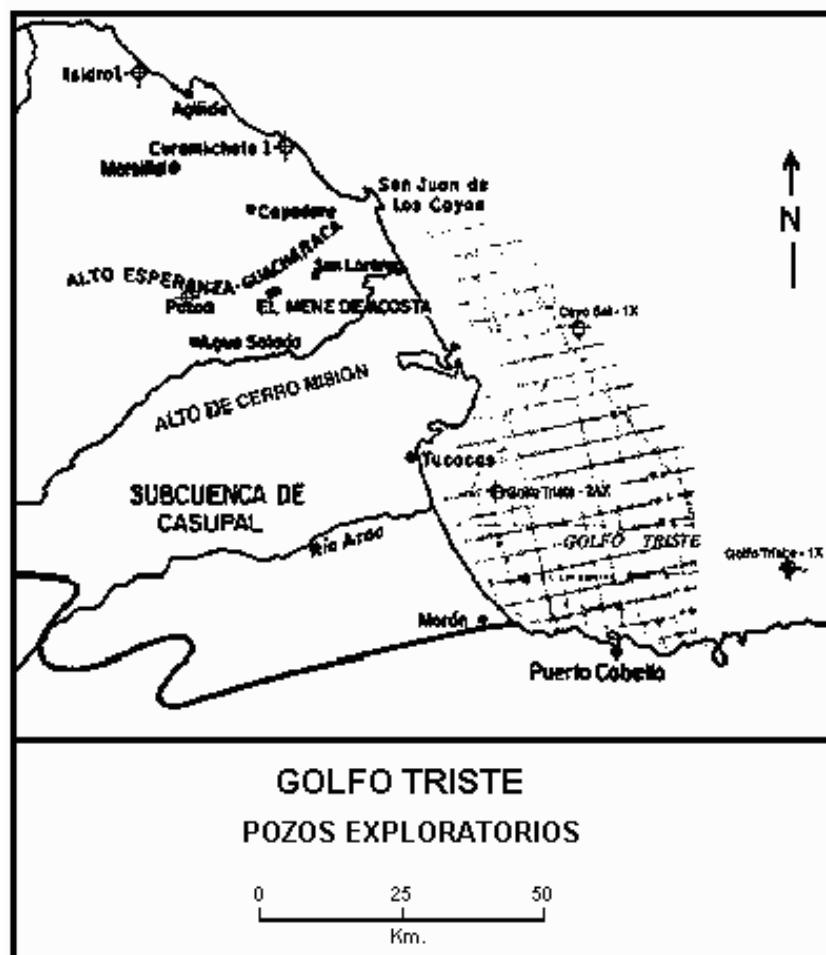


Estratigrafía

La Fosa de Bonaire es una depresión amplia que representa una cuenca sedimentaria de distensión que se extiende al norte de la Cordillera de la Costa venezolana y al sur de la cadena insular (Aruba, Curazao, Bonaire, Aves de Sotavento, Los Roques, La Orchila) desde la costa oriental de Falcón hasta la depresión de Margarita. La profundidad máxima del mar puede llegar a los 2.000 m y se estima que contiene una sección de 7.000 m de sedimentos terciarios.

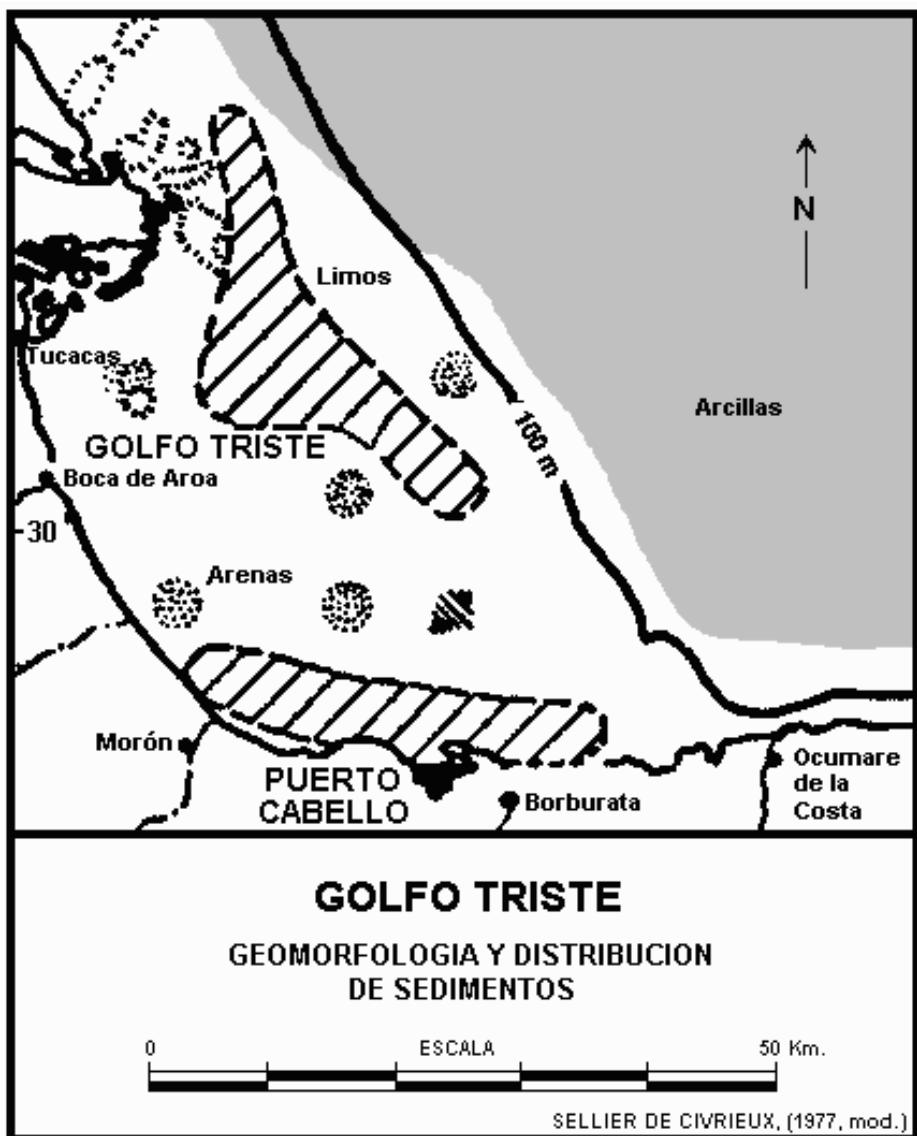
En el sur de la Fosa de Bonaire y al norte de la Cordillera de la Costa, la plataforma continental es angosta y no sobrepasa los 5 km de anchura hasta profundidad de 55 brazas, pero al oeste de Choroní comienza a ensancharse y al norte de Turiamo toma una morfología llana diferente, que corresponde al Golfo Triste.

La plataforma del Golfo Triste tiene unos 28 km de anchura hasta el cambio de pendiente a la profundidad de 115 metros, y el talud baja suavemente hacia la Fosa de Bonaire. En el Golfo Triste desembocan los ríos Tocuyo, Yaracuy y Aroa y la dinámica sedimentaria costera ha construido una extensa costa de playas y barreras litorales, donde el material fino pasa en parte hacia la plataforma.



El margen continental del oriente de Falcón bordea la costa desde Paraguaná. Tiene una forma arqueada, subparalela a la línea de costa actual, con anchura variable entre 10 y 40 km e incluye dos zonas de plataforma más amplias: al norte la del Golfo de La Vela y al sur la del Golfo Triste. En general la pendiente de la plataforma de Falcón oriental es suave entre la costa y la isóbata de 25 brazas (46 metros) y aumenta gradualmente al acercarse al talud; se continúa hacia el este en la plataforma del Golfo Triste y en la Fosa de Bonaire.

La plataforma continental del Golfo Triste fue explorada por estudios gravimétricos y magnetométricos y mediante interpretación de levantamientos sismográficos de la Corporación Venezolana del Petróleo, que establecieron líneas de correlación con la estratigrafía determinada en el oriente de Falcón.



En los perfiles sísmicos se destacan tres reflectores que se consideran representativos de discordancias mayores de extensión regional sobre capas localmente truncadas, y permiten diferenciar tres ciclos sedimentarios que se pueden comparar en el sector Central del Golfo Triste con ciclos reconocidos en la Cuenca de Agua Salada de Falcón Oriental. La base del primer ciclo parece responder a la discordancia basal de las calizas de la Formación Capadare; la segunda discordancia se correlaciona con la discordancia inferior de la Formación Agua Linda; y el reflector más profundo puede considerarse equivalente a la base de la Formación San Lorenzo; por debajo de este reflector, la sección lutítica monótona de las formaciones Guacharaca y Cerro Misión. La parte Sur del Golfo Triste presenta características diferentes y se considera la extensión costa-afuera de la Subcuenca de Casupal; un horizonte más profundo marca el basamento ígneo-metamórfico con altos y depresiones sobre las cuales se sedimentó el complejo de facies continentales, deltaicas y salobres, que caracteriza a la Formación Casupal en tierra firme.

El pozo Golfo Triste-1X (7.848') perforado en la Cuenca de Casupal del sector Sur, sobre el anticlinal de Tucacas, obtuvo un núcleo convencional con siete pies de un Basamento ígneo-metamórfico tectonizado.

El pozo Cayo Sal-1X, el de mayor profundidad en el Golfo, perforado en la Cuenca de Agua Salada del sector Central, en la cumbre del anticlinal de Cerro Misión, llegó hasta 14.900' sin alcanzar el Basamento. Penetró el Eoceno superior (Formación Cerro Misión) correlacionado con la sección-tipo identificada en el oriente de Falcón.

La Formación Cerro Misión (Eoceno superior) se compone esencialmente de lutitas marinas calcáreas, truncadas por discordancia bajo las formaciones Guacharaca (Oligoceno) o Casupal (Oligoceno-Mioceno inferior). En Cayo Sal-1X se perforaron 700' de la formación.

GOLFO TRISTE CUADRO DE CORRELACION

AREA EDAD	FALCON ORIENTAL	SUR GOLFO TRISTE		LITOLOGIA
		TUCACAS	CERRO MISION	
MIOCENO	OJO DE AGUA	POZON	POZON	LUTITAS
	POZON	CAPADARE		CALIZAS ARENISCAS
	MENECITO	AGUA LINDA	AGUA LINDA- RIECITO	ARENAS Y LUTITAS
	SAN LORENZO		SAN LORENZO	LUTITAS Y ARENAS
	EL SALTO	CASUPAL		LUTITAS Y ARENAS
OLIGOCENO	GUACHARACA		GUACHARACA	
EOCENO		CERRO MISION	CERRO MISION	LUTITAS

La Formación Guacharaca (Oligoceno), de lutitas y arenas calcáreas muy finas, se encuentra discordante sobre Cerro Misión y pasa lateralmente a facies continentales, arcillas, areniscas y conglomerados, en las formaciones Casupal, Bachacal, Guarabal (Oligomioceno).

La Formación San Lorenzo (Mioceno inferior) con lutitas predominantemente calcáreas, calizas, margas, arcillas, limos y arenas, comienza en relación discordante y con un importante marcador sísmico y concluye en discordancia bajo Agua Linda.

La Formación Agua Linda-Riecito (Mioceno medio) se encuentra sobre una marcada discordancia que resulta un buen reflector sísmico. Está compuesta de lutitas, margas, arenas, que terminan discordantemente en otro buen marcador sísmico, las calizas de la Formación Capadare.

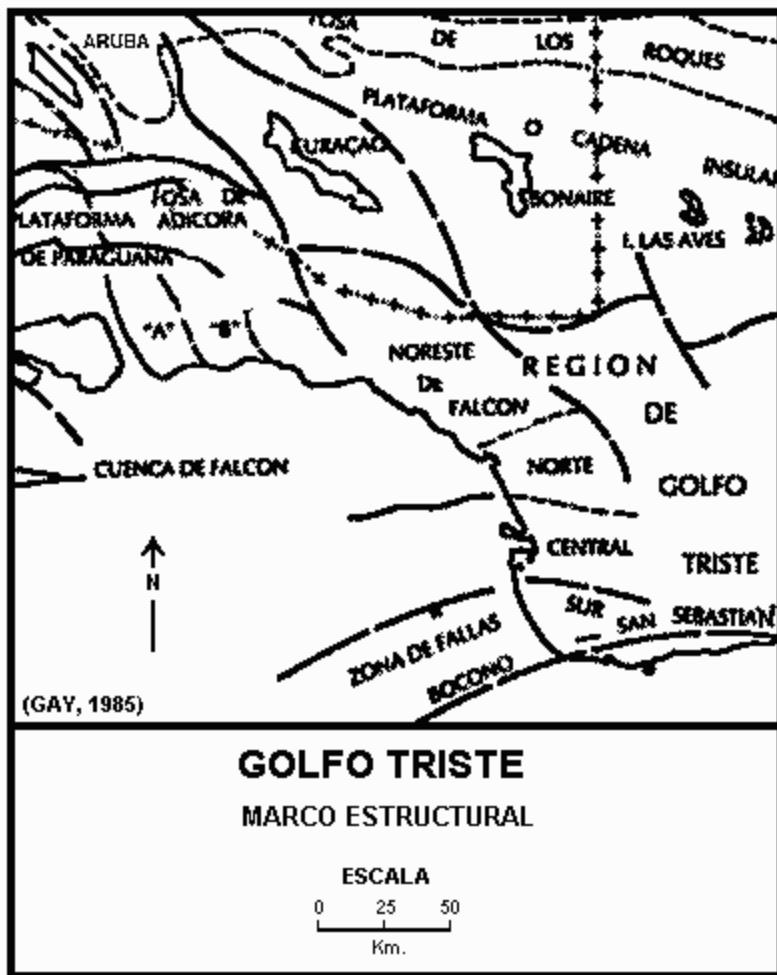
La Formación Capadare (Mioceno medio) comprende desarrollos carbonáticos que se corresponden con la sección inferior de la Formación Pozón. Cubre en relación discordante a las formaciones Agua Linda y Casupal. Incluye calizas arrecifales margosas, arenáceas o limosas y algunas areniscas calcáreas.

Continúa la Formación Pozón (Mioceno superior-Plioceno), esencialmente lutítica. Fue encontrada a los 275' bajo la mesa rotatoria en el pozo Cayo Sal-1X del anticlinal de Cerro Misión, sector Central del Golfo Triste.

En el Plioceno, el extremo oriental de Falcón y el Golfo Triste sufren un hundimiento, y al regreso de las aguas la región se va cubriendo discordantemente por aluviones.

Estructura

El margen continental del norte de Colombia y Venezuela constituye una importante provincia geológica, como una zona de transición entre la prominencia de Curazao y las cadenas montañosas de Los Andes y del Caribe. Comprende varias cuencas sedimentarias, una cadena de islas y varias áreas con gran desarrollo de la plataforma continental. Está caracterizado por una tectónica extensiva que desarrolló estructuras de tracción que se formaron durante el Oligoceno-Mioceno. El estilo estructural está relacionado con la interacción del margen meridional de la placa tectónica del Caribe y el extremo norte de la de Suramérica, donde los rasgos dominantes son los plegamientos y corrimientos de dirección este-oeste y noroeste-sureste.



En el norte y este de Falcón las estructuras originadas por la transtensión a lo largo de sistemas de fallas transcurrentes subparalelas se continúa dentro de la Fosa de Bonaire, típicamente una cuenca de Fracción, y el área del Golfo Triste se considera como una continuación del sistema de pliegues y fallas del Anticlinatorio de Falcón luego de su desviación al este, participando de la serie de anticlinales terciarios desarrollados desde la faja insular del Mar Caribe hasta una zona de fallas este-oeste del sistema Boconó-San Sebastián en el sur. Previamente a la evolución estructural de la cuenca terciaria de Falcón se reconoce una fase compresiva de dirección norte-sur, bien desarrollada, desde el Cretáceo superior hasta el Eoceno.

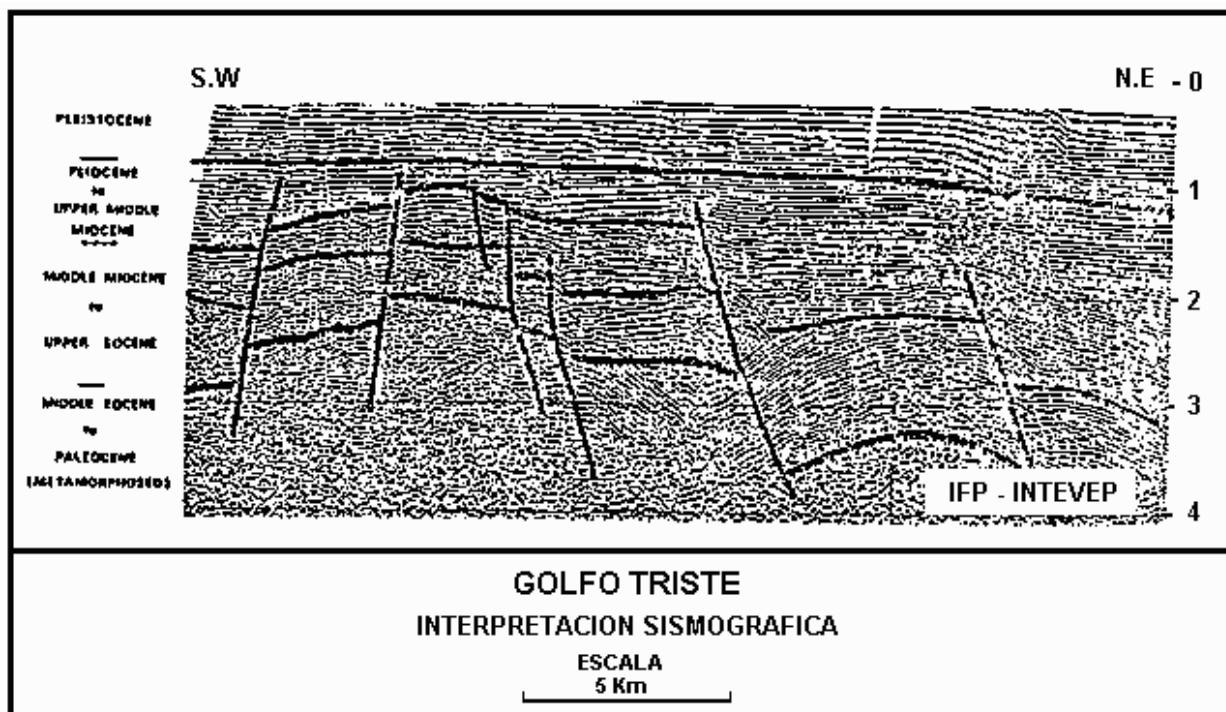
Desde el Eoceno medio se aprecia en el Caribe una fase tectónica originada por la migración relativa hacia el sur y el este de la placa Caribe, desplazando y consumiendo una placa ancestral. Se presenta fallamiento transcurrente sinistral en el norte y dextral en el sur, con desarrollo del sistema de arcos de las Antillas Menores y el Surco de Centroamérica.

En el Eoceno superior los movimientos orogenéticos del Caribe levantaron la cadena insular y el extenso mar del Cretáceo hasta el Eoceno medio quedó reducido a un golfo

limitado al norte por el levantamiento del Caribe, al oeste por una plataforma de erosión en el Zulia, y al sur por la elevación de las mesas del Cretáceo metamórfico de Barquisimeto que cabalgaron sobre el flysh de Matatere durante el transporte tectónico hacia el sur en el Eoceno medio.

En el Golfo Triste el contacto discordante entre las formaciones Cerro Misión y Guacharaca parece indicar que esta área fue afectada por el gran levantamiento regional que siguió al Eoceno.

Durante el Mioceno inferior se aprecian esfuerzos compresivos en la cuenca de Falcón y Golfo Triste, que aparece plegada para finales del Mioceno.



Al comienzo del Plioceno viene una pulsación orogénica de la región del Caribe y el hundimiento del extremo oriental de Falcón con el Golfo Triste.

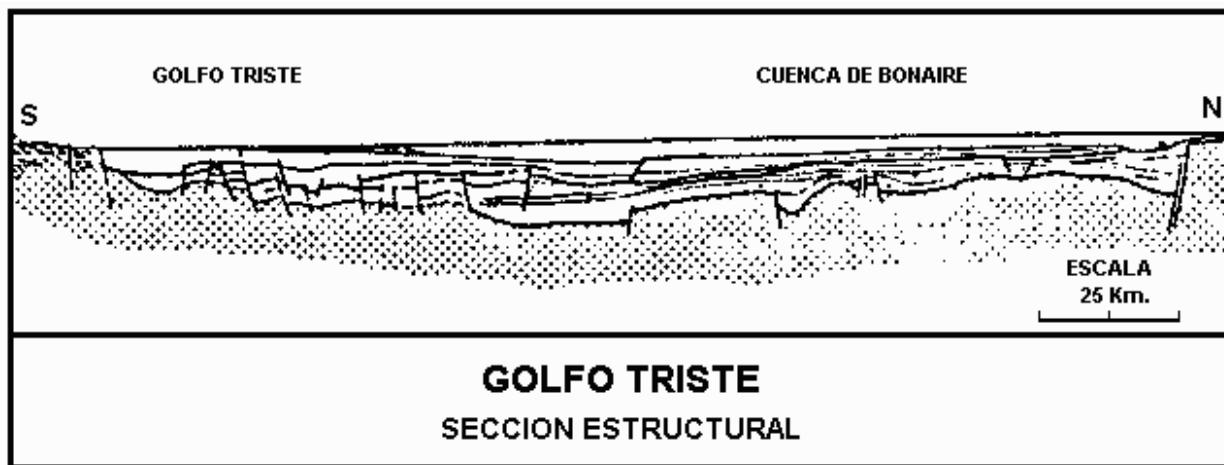
Ocurren plegamientos nuevamente, y las capas marinas del Plioceno forman una franja irregular que bordea el norte y este de Falcón. Otras estructuras en la cuenca Bonaire-Falcón fueron desarrolladas durante etapas posteriores, y se presentan pliegues y fallas inversas de orientación noroeste con un conjunto de fallas conjugadas de tipo transcurrente y fallas normales de rumbo noroeste, paralelas al esfuerzo compresivo principal.

Se destacan en el Golfo Triste estructuras importantes: el extremo este del anticlinal El Mene-Pozón en la línea de levantamientos Esperanza-Guacharaca y Cerro Campana, donde se desarrolló en tierra el campo petrolífero de El Mene de Acosta, y los anticlinales

Cerro Misión del área central (pozo Cayo Sal-1X) hasta Tucacas y Chichiriviche en el área sur.

Los pozos GT-1X y GT-2AX fueron perforados en el anticlinal de Tucacas, de la Cuenca de Casupal, estructura este-oeste limitada al norte por una falla principal y al sur por fallas menores. GT-1X investigó un acuñamiento erosional de la Formación Casupal en el extremo sureste del anticlinal. GT-2AX buscaba la misma estructura en una serie de fallas de rumbo noroeste-sureste del límite sur.

Cayo Sal-1X fue ubicado al norte de Cayo Sombrero, en el anticlinal de Cerro Misión de la cuenca de Agua Salada, identificado en el área Golfo Triste Central por una extensión de ocho kilómetros. Los límites al este y al oeste de la estructura penetrada han sido señalados por fallas noroeste-sureste.



Producción

Los tres pozos exploratorios perforados por Maraven en los sectores sur y central del Golfo Triste no encontraron acumulación comercial de hidrocarburos. La perforación comenzó en Octubre de 1978 y los pozos fueron abandonados durante 1979.

Golfo Triste-1X comenzó la prospección del área sur investigando las posibilidades petrolíferas de las formaciones Casupal y Agua Linda. Fue ubicado por el Grupo Interfilial según la interpretación de datos magnético-gravimétricos y del último levantamiento sísmico que realizó la Western Geophysical en Septiembre de 1978. Abandonado en Enero de 1979 a profundidad de 8.048'.

GT-2X y su reemplazo GT-2AX (7.188'), con objetivos el basamento ígneo-metamórfico tectonizado y la Formación Agua Linda, sin hidrocarburos, cerraron la exploración del sector Sur.

El pozo Cayo Sal-1X investigó el área Central con arenas de San Lorenzo y Guacharaca como objetivos. Fue abandonado en el Eoceno.

Los pozos fueron perforados bajo aguas de 200', con la unidad Ocean Rover de la Compañía Odeco.

Cayo Sal-1X encontró temperaturas superiores a los 350 °F a partir de los 11.756', limitantes para el perfilaje eléctrico y la estabilidad del lodo de perforación.

En la costa sur del Golfo han sido instaladas las refinerías de Morón y El Palito.

Morón fue inaugurada en 1958 por el Instituto Venezolano de Petroquímica con capacidad de 2.500 b/d y traspasada en 1964 a la Corporación Venezolana del Petróleo. Fue ampliada en 1968 hasta procesar 25.000 b/d. Cerrada y desmantelada en 1979.

El Palito, 11 km al oeste de Puerto Cabello, fue construida por la Mobil en 1961 para 55.000 b/d, y ampliada hasta 110.000 b/d; se le ha integrado parcialmente la unidad El Toreño de Barinas por oleoducto de 20" con capacidad de 100.000 b/d desde San Silvestre y Guafita. El sistema de suministro y distribución comprende El Palito-Yaguas (47 km, 20"), poliducto El Palito-Cadafe Centro (5 km, 12") y un terminal de embarque con 12 m de calado, dos muelles y 71.600 m³ de almacenaje.

Golfo de Venezuela

El 24 de Agosto de 1499 dos españoles, Alonso de Ojeda y Juan de la Cosa y un italiano, Américo Vespucio, penetraron el Golfo de Venezuela y descubrieron el Lago de Maracaibo, encontrando un poblado indígena en la Barra de Maracaibo. Martín Fernández de Enciso al publicar "Suma Geográfica" describe tres islotes en triángulo (Los Monjes) entre el cabo de San Román y el de Chichibacoa.

El Golfo de Venezuela se extiende al norte del Lago de Maracaibo hasta el Mar Caribe, entre la península de la Guajira al oeste y la península de Paraguaná en el este.

La desembocadura del Lago de Maracaibo en el Golfo se efectúa a través de un conjunto que de sur a norte comprende el canal de salida y una ampliación o bahía con una barra arenosa exterior.

El canal de salida comienza entre Punta Icotea en la Costa Oriental del Lago y La Ensenada con 20 km de anchura. Se estrecha a 8 km entre Punta Iguana y Maracaibo, donde se construyó el Puente General Rafael Urdaneta, y sigue angosto hasta Punta de Palmas y Santa Cruz de Mara. La longitud aproximada es de 40 km. El canal de navegación llega a 14 km en este sector.

Al norte del estrecho se forma la Bahía de El Tablazo, de aguas llanas con profundidad promedio de 2,5 metros en marea baja y algunos canales tortuosos con aguas que no exceden de 4,5 metros.



Termina El Tablazo en la boca del Lago, con unos 14 km entre la Isla de San Carlos al oeste y Oribona al este, segmentada por dos islas, Zapara y Barboza, las que determinan tres salidas separadas, siendo la más importante la de San Carlos, por la cual pasa el Canal de Navegación dragado hasta 13,5 metros de profundidad. Estas bocas conforman la Barra de Maracaibo conjuntamente con las islas arenosas de Zapara, Barboza y Oribona. El canal de navegación mide en El Tablazo 62 km.

Al norte de la Barra se desarrolla el Golfo de Venezuela que, como accidente geográfico, ocupa 20.000 km² de extensión. Las aguas son llanas, de 20 a 30 metros que pasan los 50 metros en algunos sitios entre Los Monjes y Paraguaná. El canal de navegación cubre en el Golfo 24 km con anchura de 245 metros, para un total de 100,6 km de longitud. La

región ocupada por el Golfo de Venezuela ha sido descrita como una cuenca sedimentaria desarrollada en la plataforma continental.

La exploración petrolera del margen continental venezolano se inició en 1947 con un levantamiento magnetométrico en el Golfo de Venezuela. Algunas investigaciones geofísicas fueron realizadas años después por las empresas concesionarias y por la Corporación Venezolana del Petróleo.

En 1957 se perforaron, sin éxito, los primeros pozos exploratorios en la estrecha faja territorial venezolana de la península de la Guajira.



Durante 1964, en Octubre, siete compañías participaron en un programa de exploración geofísica aguas afuera del Golfo.

El 26 de Octubre de 1964 Colombia designa el área delimitada arbitrariamente en el Golfo de Venezuela por la línea "Boggs" para el otorgamiento de concesiones petroleras. La CVP planteó en Bogotá sus argumentos en contra y se arregló la situación.

En el 7º Congreso Mundial de Petróleo, celebrado en Méjico, el geólogo Gustavo Coronel presenta el 8 de Abril de 1967, a nombre de la CVP, un informe sobre la geología del Golfo de Venezuela.

La CVP realizó desde el 25 de Noviembre de 1967 hasta Marzo de 1968 el levantamiento sísmico del Golfo de Venezuela y la plataforma continental al oeste de la península de Paraguaná, "sin prejuzgar sobre los derechos de Venezuela y de Colombia en el mar territorial y la plataforma submarina". La información fue adquirida por 18 empresas petroleras.

El 15 de Diciembre de 1967 el Senado de la República de Venezuela aprobó la asignación a la CVP de 100.000 hectáreas del Golfo para exploración y explotación de hidrocarburos.

La CVP y Ecopetrol acuerdan en Bogotá el 29 de Diciembre de 1967 la coordinación de levantamientos sismográficos contiguos en el Golfo de Venezuela. Para ese año, 1967, la empresa Intercor perforaba los pozos secos Tambora-1 y Sandi-1, primeros sondeos costaafuera del norte de la Guajira colombiana, al sureste de Buenaventura.

El 10 de Marzo de 1970 se reanudan en Bogotá las conversaciones de Gobierno a Gobierno entre Colombia y Venezuela para delimitar las áreas marinas del Golfo de Venezuela, y el 10 de Junio termina en Caracas la segunda rueda de discusiones sobre la división de la plataforma continental bajo las aguas del Golfo.



El Ministro de Minas y Petróleo de Colombia propuso el 12 de Agosto de 1970 que el petróleo que pueda haber bajo el Golfo de Venezuela sea explotado conjuntamente por los dos países, idea que no fue aceptada.

El 31 de Marzo de 1978 Holanda y Venezuela firmaron en Willemstad, Curazao, un protocolo de delimitación marítima en el Caribe. El artículo 6° del tratado obliga a la negociación de unificación de los yacimientos de hidrocarburos que eventualmente pudiesen estar situados, a ambos lados del límite binacional, al norte del Golfo de Venezuela.

Durante intensa campaña exploratoria de la plataforma continental venezolana se levantaron en 1978-1983 más de 100.000 kms de líneas sísmicas y se perforaron 92 pozos. Al Golfo de Venezuela correspondieron 6.890 km, que definieron una sección estratigráfica favorable para generación y almacenaje de hidrocarburos y gran número de trampas estructurales y estratigráficas prospectivas.

El 20 de Octubre de 1980 la delegación venezolana para la diferencia limítrofe con Colombia en el Golfo de Venezuela presenta al Gobierno una hipótesis de acuerdo, que

fue rechazada. Se proponía repartir por mitad cualquier yacimiento cortado por la línea de demarcación.

El borde del Golfo de Venezuela ha sido objeto de una prospección activa. Cerca de treinta pozos exploratorios han sido perforados, en diferentes épocas, en el sur del Golfo hasta la franja petrolífera El Mene-Tiguaje-El Mamón, sin descubrir yacimientos comerciales de hidrocarburos. Los más profundos, QMD-1X (11.293'), que alcanzó la Formación La Quinta y QMC-1X (14.369', en el Basamento) perforaron atractivas trampas estructurales y una estratigrafía similar al campo Mara, sin resultado positivo.

En el estrecho, al norte del Lago de Maracaibo, las avanzadas del campo Urdaneta (UD-16), igual que habían sido en sus tiempos Puerto Escondido (R-807), Palmarejo-1, Bajo Grande-1, SOM, Providencia-1, Geneva-1, SC-1 (18.939'), resultaron secos. El hallazgo de acumulación en el norte de Ambrosio (A-159, 16.560') renovó el interés petrolero hacia la Bahía, pero el pozo TAB-1X (11.750') fue terminado sin éxito en 1988 sobre una prospectiva estructura en El Tablazo, haciendo diferir la perforación del segundo pozo.

Al extremo norte de Paraguaná resultó seco el pozo Punta Gavilán (PGN-1X, 6.674') perforado a mediados de 1985 cerca al Cabo de San Román.

Al oeste del Golfo, en Castilletes, PGG-1 había sido abandonado con cerca de 6.400' de profundidad en tiempos pasados, igual que CH-1 del área de Cojoro, y los pozos colombianos en la costa guajira no han alcanzado el éxito esperado.

Actualmente se adelanta el proyecto de investigación con sísmica moderna del área norte del Lago de Maracaibo y la Bahía de El Tablazo, y aún queda mucho por explorar con taladro en el Golfo de Venezuela al norte de la Barra de Maracaibo, al término de la delimitación binacional de las áreas marinas y submarinas.

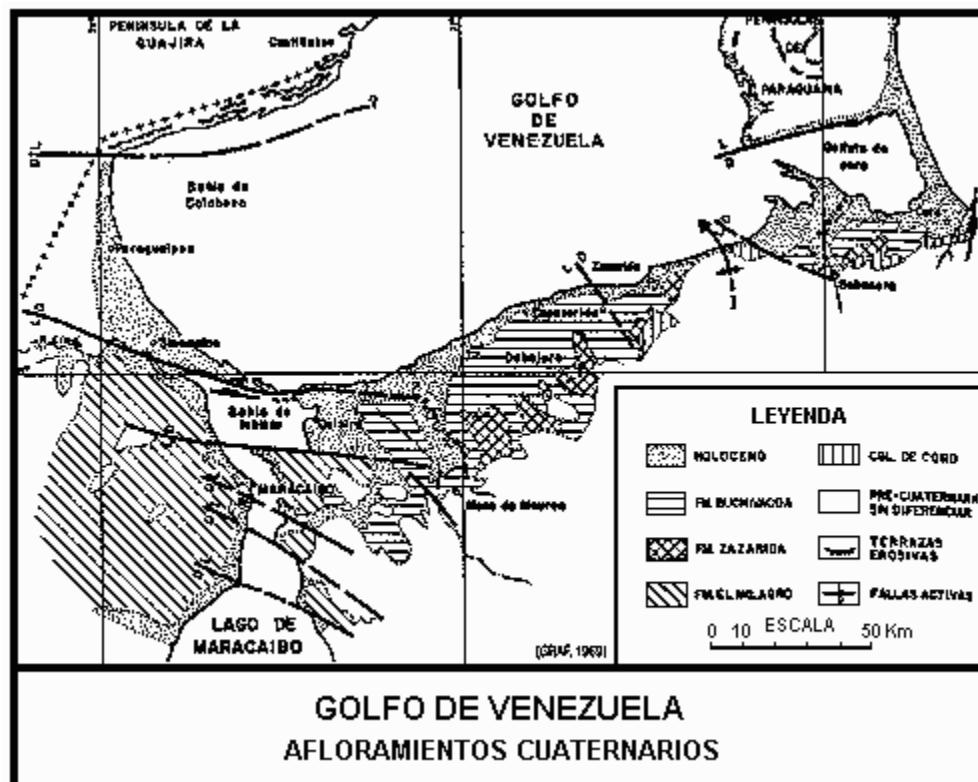
Estratigrafía

Las cuencas sedimentarias Falcón-Bonaire, Golfo de Venezuela y del norte de Colombia constituyen una importante provincia geológica que relaciona la región del Mar Caribe con la parte norte de la América del Sur, formando una zona de transición entre el dominio oceánico del Mar Caribe y el dominio continental de las cadenas montañosas. Comprende, al sur de una cadena de islas, varias áreas con gran desarrollo de la plataforma continental.

La Cuenca del Golfo de Venezuela se caracteriza por una amplia plataforma continental que se extiende por unos 200 kilómetros en sentido sur-norte con profundidades de 36 metros en la parte interna y de hasta 146 kilómetros en el sector norte de la plataforma. Esta dividido fisiográficamente en dos subcuenca por un alto estructural con profundidades menores de 20 metros conocida como el Risco de Calabozo. Hacia el oeste se encuentra una depresión cerrada en la isóbata de 20 metros que corresponde a la Ensenada de Calabozo, y al este del Risco está el golfo abierto, un amplio valle submarino con declive suave hacia el norte y noroeste. El archipiélago de Los Monjes

está ubicado en el sector externo de la plataforma y sobresale de 90 a 100 metros desde el fondo.

La dinámica sedimentaria actual aporta un volumen muy bajo de sedimentos desde las penínsulas de Paraguaná y La Guajira, y ambas costas contienen zonas de erosión y playas de barrera.



Las cuencas sedimentarias del norte de Colombia y Venezuela, desde las islas hasta la línea de costa, presentan una columna estratigráfica compuesta generalmente por sedimentos depositados desde el Terciario hasta el Reciente.

Durante el Oligoceno se desarrollaron en el margen continental una serie de cuencas (Bajo Magdalena, Guajira, Golfo de Venezuela, Falcón-Bonaire, Tuy-Cariaco, Carúpano-Norte de Trinidad), algunas de las cuales se iniciaron con carácter restringido a partir del Eoceno como cuencas marginales de hundimiento fracturadas.

En el Golfo de Venezuela el período Oligoceno-Mioceno inferior es un ciclo intermedio y una faja de acuñamiento contra la zona montañosa estructuralmente levantada en continuación hacia el sur con el borde de la plataforma de Dabajuro. Un acuñamiento similar se observa en el sinclinal de Cocinetas de la península de La Guajira.

En la REGION ORIENTAL del Golfo de Venezuela, hacia las costas de Falcón, la información sísmica señala la existencia de una sub-cuenca, posiblemente no más antigua que el Neógeno.

Esta sub-cuenca oriental se extiende hacia el Surco de Urumaco y está limitada en su parte sur por la falla Lagarto. Se reconocen dos ciclos sedimentarios del Terciario, con una discordancia intermedia, descansando sobre un basamento ígneo-metamórfico de naturaleza alóctona, en una situación semejante a la señalada en la Ensenada de La Vela, donde el Mioceno yace en discordancia sobre rocas alóctonas del Sistema Montañoso del Caribe.

Las rocas pre-mesozoicas de la península de Paraguaná, asignadas a la napa Caucagua-El Tinaco-Yumare-Siquisique, están representadas por el plutón de El Amparo, granito del Pérmico inferior, que guarda marcada relación con granitos perm-jurásicos encontrados en la Cordillera de Los Andes. El plutón de El Amparo está cubierto tectónicamente por la Formación Pueblo Nuevo, secuencia meta-sedimentaria asignada a la napa de la Cordillera de la Costa, con edad Jurásico superior-Cretáceo inferior.

En la plataforma de Coro, el pozo Mitare-1X (9.302') perforó más de 1.400' de una sección turbidítica ligeramente metamorfizada que se supone de edad cretácica, pues los eventos que produjeron metamorfismo regional no son más jóvenes que el Cretáceo, además de que muestra semejanza litológica con las capas cretácicas que aflora en la Península de Paraguaná.

En la plataforma de Dabajuro está presente una secuencia cretácica penetrada por los pozos de Quisiro-Mayal. QMC-1X (14.369') y QMD-1X (11.301') que llegó al Jurásico (Formación La Quinta) al norte de la falla Oca-Chirinos, con carbonatos de plataforma en la parte inferior y clásticos finos en la superior, similar a la litología de Mara y La Paz.

Las rocas volcánicas de Aruba y Curazao tienen edad cretácica y son consideradas como parte del arco de Villa de Cura.

En la isla de Curazao el Mesozoico más antiguo comprende rocas volcánicas y una corta sección de calizas y chert, de edad albiense, conocida como Curazao Lava formation, que se continúan discordantemente con el Grupo Knip de rocas silíceas y clásticos gruesos de carácter turbidítico con lentes de caliza de edad Santoniense-Campaniense y con la unidad Midden Curazao formation del Cretáceo superior, constituida por conglomerados, areniscas, limolitas, lutitas, turbiditas.

En la isla de Bonaire se han identificado secuencias litológicas cretácicas esenciales que, de la base al tope, son: Formación volcánica Washikemba (Albiense-Coniaciense) y Rincón (Senoniense tardío). Washikemba ha sido asignada a la napa de Villa de Cura.

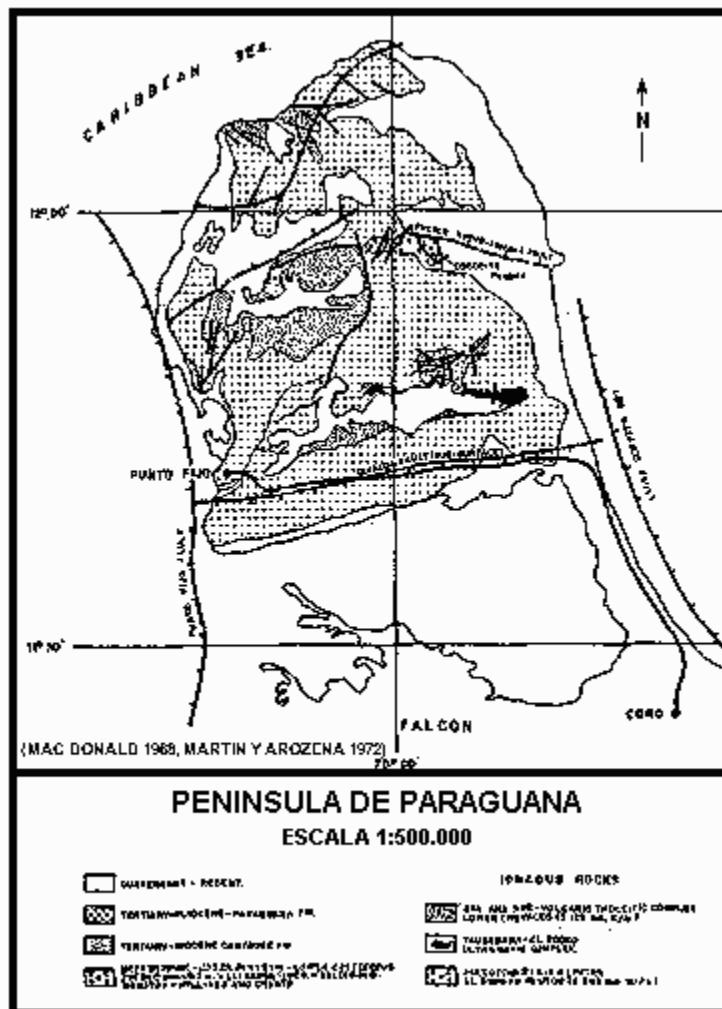
Las rocas mesozoicas de la isla de Aruba están constituidas por dos unidades: 1) Aruba Lava formation, de flujos basálticos y diabasas, de edad turoniense, con un conglomerado cerca de la base y 700 metros de guijarros, peñas y peñones bien

redondeados de diabasas y basaltos; y 2) el Batolito Diorítico de Aruba, gabro-tonalítico con pegmatitas graníticas. No se identifican en Aruba rocas del Senoniense tardío.

POZO QMC-1X ESTRATIGRAFIA			
EDAD	LITOLOGIA	PROF.	DESCRIPCION
Mioceno	ARCILLAS Y ARENDAS GRADANDO HACIA LA PARTE INFERIOR A CAPAS DE ARENA Y LUTITA.	2944'	
MIOCENO	INTERESTRATIFICACION DE ARENISCAS Y ARCILLAS CON NUMEROBLES CAPAS DE CARBON EN LA PARTE INFERIOR.	7864'	
MIOCENO	LUTITAS CON INTERESTRATIFICACIONES DELGADAS DE LIMOLITAS, ARENISCAS Y RASTROS DE CARBON	9340'	
MIOCENO	ARENISCAS, ARCILLAS Y CALIZAS CON LUTITAS, LIMOLITAS Y CARBON.	10346'	
MIOCENO	LUTITAS CON LIMOLITAS.	12377'	
CRETACEO	CALIZAS ARCILLADAS.	12746'	
PRE-CRETACEO	LUTITAS	13604'	
PRE-CRETACEO		14096'	
PRE-CRETACEO		14373'	
PRE-CRETACEO		PT.	

Datos sismográficos parecen confirmar que al norte del Surco de Urumaco el Canal Falconiano estaba unido en el Mioceno inferior al sector oriental del Golfo de Venezuela hasta Paraguaná. El canal sufrió el retiro de los mares hacia el noroeste en el Mioceno

medio y superior y en el Alto de Dabajuro comienzan ambientes costeros que rápidamente pasan a continentales.



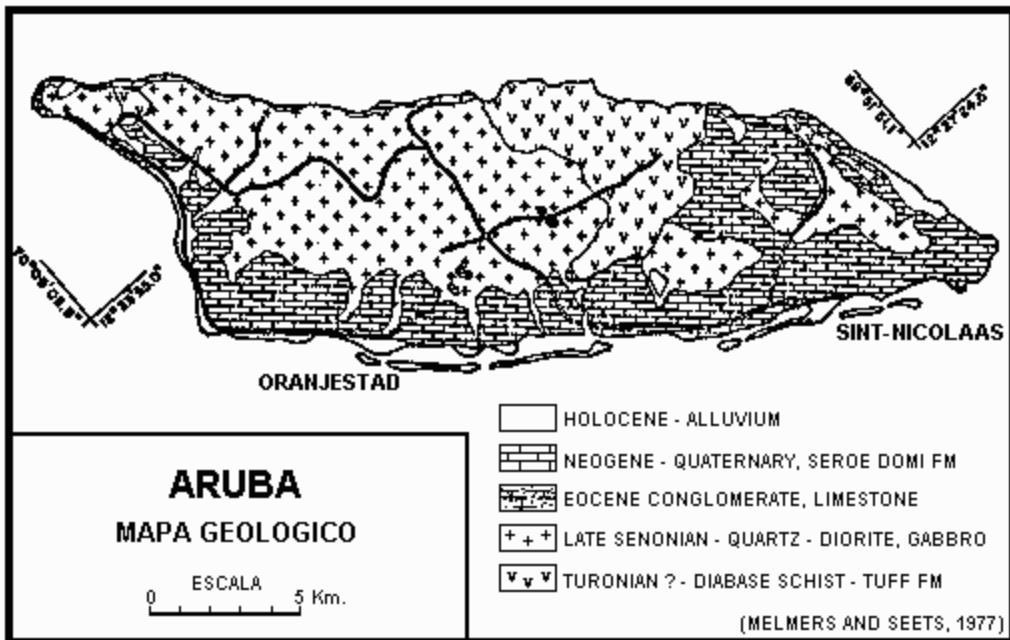
El pozo QMD-1X encontró una secuencia estratigráfica completa desde el Cretáceo hasta el Mioceno, equivalente a la del occidente y sur del Golfo de Venezuela.

En Curazao el Eoceno está representado por calizas y conglomerados.

En Bonaire, la información sísmica indica la presencia de una espesa sección sedimentaria que abarca el intervalo Paleoceno-Reciente. La Formación Soebi Blanco (Paleoceno) contiene conglomerados y calizas.

En Aruba, la unidad Aruba Lava formation y el Batolito de Aruba están cubiertos, en discordancia, por calizas casi horizontales del Eoceno.

Del Neógeno-Cuaternario, aparecen calizas de la Formación Seroe Domi. (Neógeno-Cuaternario) en las tres islas.



El Eoceno de Paraguaná está representado por la Formación Cantaure, y el Plioceno por la Formación Paraguaná. El pozo Punta Gavilán (PGN-1X, 6.674') en San Román, llegó al Basamento después de atravesar la Formación Agua Clara (Mioceno inferior).

La SUB-CUENCA OCCIDENTAL del Golfo de Venezuela presenta una situación diferente a la del sector oriental, y capas sub-horizontales del ciclo de sedimentación más somero descansan en discordancia sobre un monoclinal de fuerte buzamiento al este, en el cual se han identificado reflectores sísmicos que posiblemente representan rocas cretácicas semejantes a las encontradas en la plataforma del Lago de Maracaibo y en los pozos de la parte occidental del Alto de Dabajuro.

La península de La Guajira presenta dos provincias fisiográficas diferentes: la Alta Guajira, limitada al sur por la falla Cuiza, y la Baja Guajira que llega hasta el Sistema de Fallas de Oca. El basamento cristalino pre-Mesozoico de gneises aflora en los núcleos de las serranías de la Alta Guajira (Simarúa, Jarara, Macuira y Carpintero) con el Grupo Macuira, asignado a la napa Caucagua-El Tinaco-Yumare-Siquisique, recubierto por sedimentos mesozoicos, sin formaciones del Paleozoico. La Serranía de Cocinas, en el sur de La Guajira, contiene una espesa secuencia del Jurásico y del Cretáceo, cubierta en sus áreas bajas por sedimentos terciarios marinos, carbonáticos, productores de gas en los campos Chuchupa y Ballena.

En la plataforma de La Guajira el Mesozoico comienza con el Grupo Cojoro, de capas rojas fluviales, rocas efusivas y una invasión marina, y el Grupo Cocinas (Jurásico superior) con facies lutíticas marinas y complejos arrecifales transgresivos, para continuar con secuencias del Cretáceo superior metamorfizadas. El Grupo Cocinas comprende una unidad inferior, Formación Cheterló, y la Formación Jipi, en su sección superior. Cocinas pasa transicionalmente a la Formación Palanz (Cretáceo inferior) de

capas rojas y facies calcáreas de aguas llanas. Siguen, calizas marinas de aguas someras (Formación Moina) y de aguas más profundas (Formación Yuruma) con las calizas platformales del Grupo Cogollo.



Durante el Terciario superior el Golfo de Venezuela es una región subsidente igual que la Cuenca de Maracaibo-Falcón.

En las cuencas del sector occidental de La Guajira, (Cocinetas, Buchivacoa, Portete y Baja Guajira) las capas terciarias abarcan el período Eoceno superior-Reciente, y el Basamento puede estar representado por rocas del Sistema Caribe o por volcánicas del Jurásico (Formación Cojoro) de la plataforma de La Guajira.

Los acantilados de la Formación Castilletes en la península de La Guajira, entre Castilletes y Cojoro son marinos en el Mioceno superior y litorales a continentales en el Plio-Pleistoceno, con una discordancia intermedia. Ciclos transgresivos-regresivos de un Pleistoceno antiguo demuestran avances y retrocesos de las glaciaciones cuaternarias.

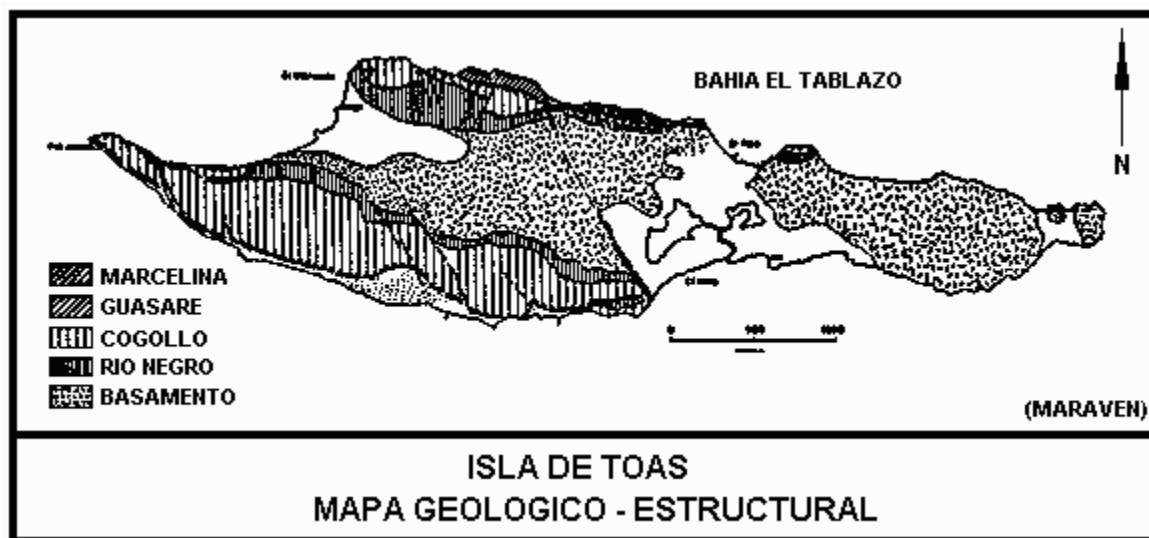
Dos pozos fueron perforados en la estrecha faja venezolana de La Guajira. El pozo PGG-1 de Castilletes alcanzó el Basamento a profundidad somera, igual que el CH-1 del sector de Cojoro.

El archipiélago de Los Monjes está ubicado en el ámbito continental y dentro de la plataforma continental venezolana. Las islas se encuentran a pocos kilómetros al este de la península de La Guajira constituidas esencialmente por rocas metamórficas esquistosas del tipo anfibolitas, aunque en Los Monjes del Norte se encontraron rocas intrusivas que cortan las anfibolitas. La composición es variable entre dioritas y gabros. Las dataciones radimétricas dan una edad de 116 m.a.

Al sur, en la Barra de Maracaibo, la única isla que presenta rocas duras, granitos paleozoicos y calizas cretácicas es la isla de Toas, al sur de San Carlos.

En la Bahía El Tablazo, Maraven perforó sin éxito en 1988 el pozo TAB-1X (11.750'), con objetivos Grupo Cogollo y Formación Misoa.

La escasa profundidad del Golfo condicionó su inundación total a finales de la transgresión del Holoceno hace unos 6.000 años, y el nivel actual del comenzó a estabilizarse hace unos 4.000 años.



Estructura

El margen continental del norte de la América del Sur se ubica al sur de una espesa secuencia de sedimentos del cinturón deformado del Caribe, (prominencia del Curazao) con más de 18.000 km desde el occidente colombiano hasta las cercanías de la isla de La Blanquilla. Llega a la falla de Oca en el sur y a una zona de relevo que va desde el Cañón de Los Roques hasta la Fosa de Cariaco.

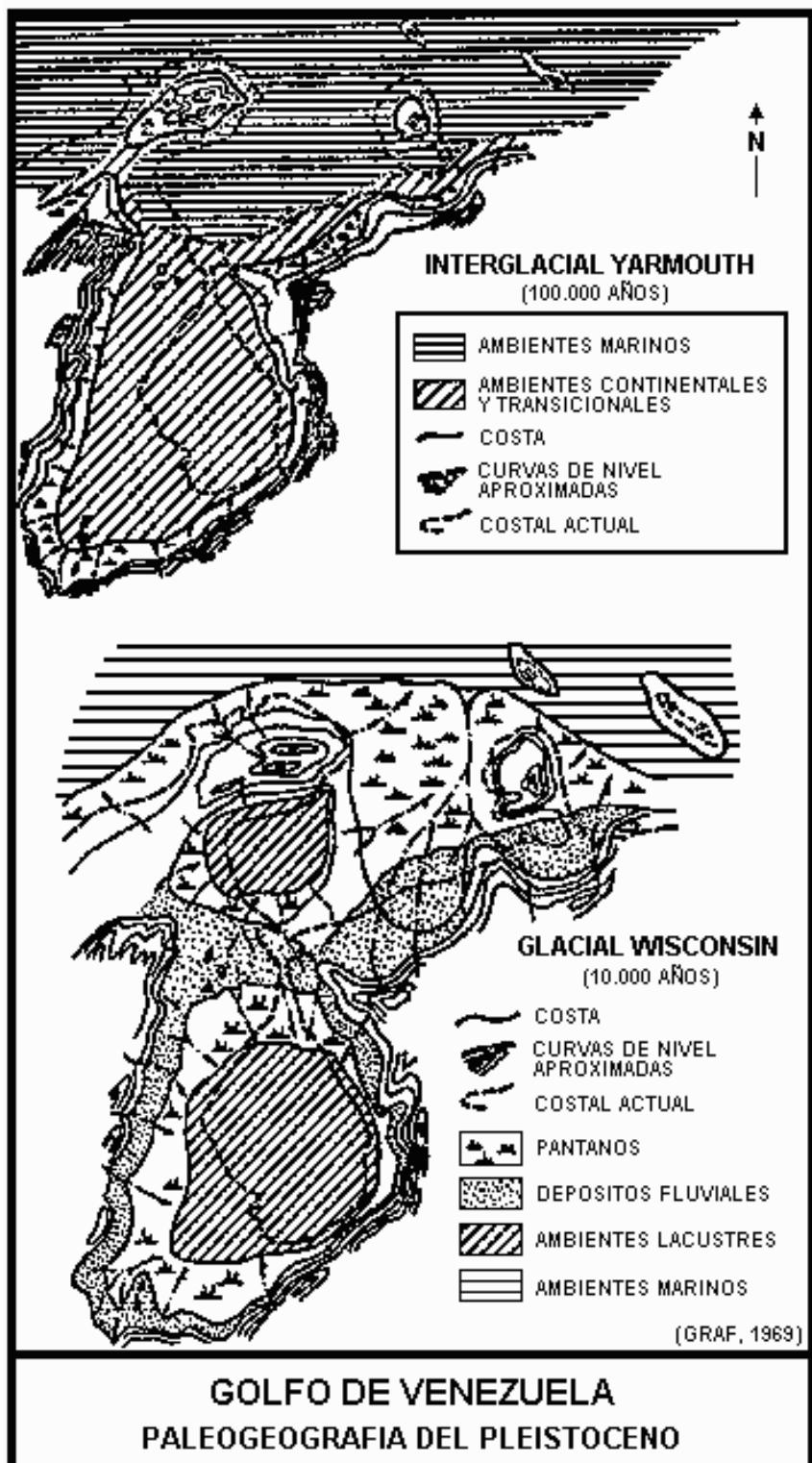
El marco tectónico regional de la plataforma continental venezolana se relaciona estrechamente con el borde meridional de la placa tectónica del Caribe y sus rasgos geológicos se asocian genéticamente con movimientos transcurrentes dextrales convergentes de la placa del Caribe. La región está caracterizada por una tectónica extensiva y el desarrollo de estructuras de tracción que se desarrollaron desde el Oligomioceno.

Los rasgos tectónicos dominantes del margen continental de Venezuela son los plegamientos y corrimientos de rumbo este-oeste y fallas transcurrentes de dirección este-oeste y noroeste-sureste. Las estructuras han sido desplazadas dextralmente en varias áreas por otro sistema de fallas transcurrentes transversales.

Los movimientos orogenéticos del Caribe se iniciaron posiblemente en el Cretaceo y se desarrollaron desde el Eoceno medio. Manifiestan sus mayores efectos en el Eoceno superior con el levantamiento de una cordillera cuyo tramo más interesante para el norte de Venezuela es el que corresponde a las cadenas de islas de Aruba, Curazao, Bonaire, Aves de Sotavento, Los Roques, La Orchila. Esa orogenia del Caribe había comenzado a levantar en el sur un sector de Los Andes y de Perijá.

Desde el Eoceno medio la corteza caribe comienza su interacción con la placa suramericana desplazando hacia el este una placa proto-caribe y originando fallamiento transcurrente.

La colisión violenta del Eoceno corrió una serie de napas al sureste en la plataforma suramericana por el arrastre dextral de la placa del Caribe contra el continente, y fue seguida en el Oligoceno-Mioceno basal por una tectónica vertical en ambiente extensivo o transtensivo que abrió las cuencas del margen continental.



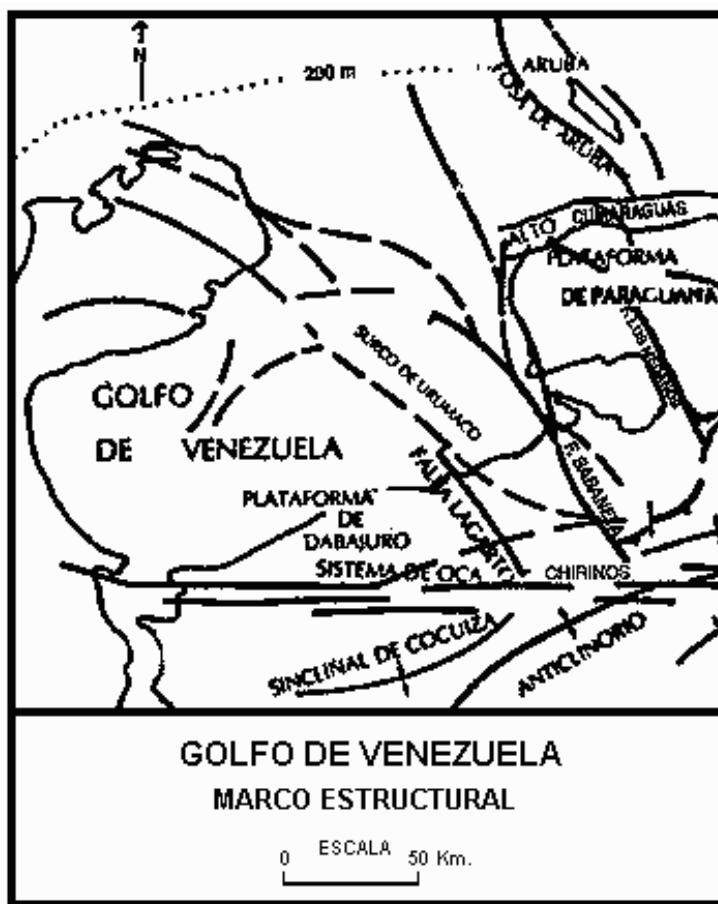
Las cuencas de la plataforma continental del norte de Colombia y Venezuela (Bajo Magdalena, Guajira, Golfo de Venezuela, Falcón-Bonaire, Tuy-Cariaco, Carúpano-Norte

de Trinidad) se desarrollaron sobre la pronunciada discordancia del Eoceno medio a superior.

A partir del Mioceno inferior, el arrastre dextral de la placa Caribe se reanuda pero en forma más transpresiva y localmente transtensiva y de manera abrupta en Los Andes desde el Mioceno medio, y la sedimentación del Paleógeno en la parte norte de la plataforma continental venezolana, constituida predominantemente por turbiditas, sufrió, conjuntamente con las capas anteriores, una tectónica compresiva cuyas estructuras fueron severamente erosionadas bajo la discordancia que marca la base del Neógeno.

Las cuencas, algunas de las cuales se iniciaron con carácter restringido desde el Eoceno como cuencas marginales de hundimiento fracturadas, forman una región de subsidencia continua excepto al norte en cercanías de las islas neerlandesas y venezolanas que permanecían muy cerca del nivel del mar. La presente configuración de las cuencas fue adquirida a partir del Oligoceno y Mioceno basal hasta el Reciente mientras la corteza oceánica caribe experimentaba el subcorrimiento hacia el sur por debajo del continente suramericano.

Algunos rasgos geológicos importantes del Golfo de Venezuela reflejan la vida de la cuenca y constituyen el punto de partida para la identificación de las estructuras que se desarrollaron en su seno.

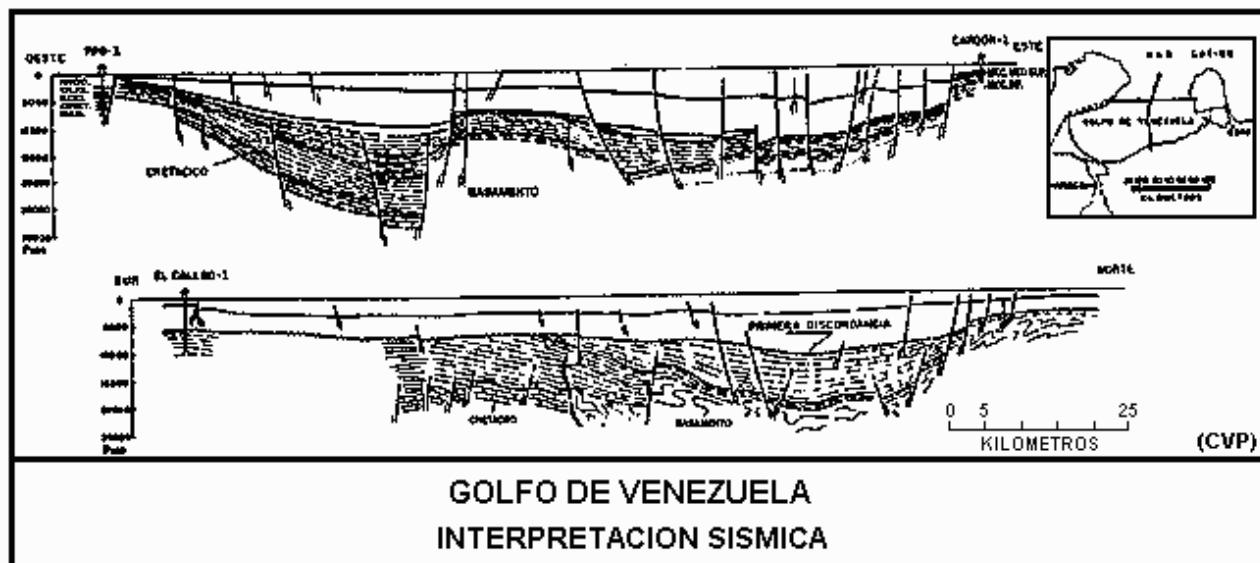


La falla de Oca, que se considera el límite sur de la Cuenca del Golfo de Venezuela, transcurrente dextral con rumbo general este-oeste, refleja la interacción de la Placa Caribe y la de Suramérica.

El límite de las placas estuvo ubicado en el sistema de fallas Oca-Chirinos en su zona de subducción hacia el sur, y se ha sugerido que esta acción ha dejado de funcionar como límite de placas hace 2 m.a., estableciéndose desde el Pleistoceno el borde principal a lo largo del fallamiento transformante que se extiende desde el Golfo de Guayaquil en el Ecuador hasta Venezuela y Trinidad en la alineación de fallamiento Boconó-San Sebastián-El Pilar.

En 1947 se realizó el estudio magnetométrico del Golfo de Venezuela, y en 1955 la información geofísica inicial de un levantamiento gravimétrico del Golfo señaló al extremo sur dos altos estructurales importantes que corresponden a la isla de Toas y al alto de Santa Cruz, y una anomalía notable en una fosa o depresión asociada a la falla de Ancón de Iturre en la bahía de El Tablazo. Estudios sísmicos de 1979 y de 1984-85 confirmaron el alto de Santa Cruz, perforado sin éxito con el pozo Santa Cruz-1. El área de El Tablazo se encontró muy deformada en el subsuelo por la acción de las fallas de Oca y de Ancón de Iturre.

En El Tablazo la interpretación sísmica definió la falla Ancón de Iturre como un ramal hacia el sureste de la falla de Oca y determinó un alto estructural a nivel de las calizas cretácicas, un domo con rumbo aproximado norte-sur ubicado dentro de un bloque encerrado por fallas inversas dextreales de dirección noroeste-sureste. El domo está cortado por fallas inversas menores paralelas y de rumbo norte-sur.



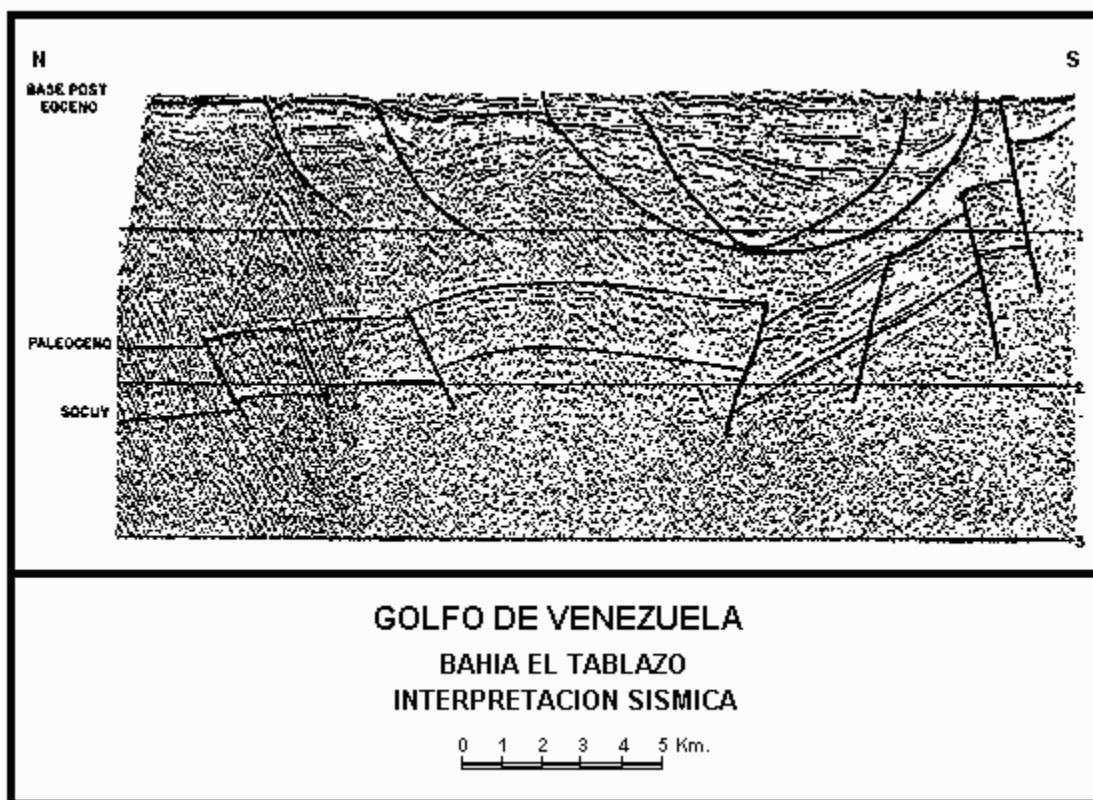
Cuando la placa de Suramérica fue comprimida por la placa Caribe se formó en el sector central de El Tablazo el alto estructural por el esfuerzo compresional, con fallas inversas que mueren en el Paleoceno, indicando que la estructura ya existía para ese tiempo, y

posteriormente se incrementó la deformación durante el Eoceno como lo muestra la discordancia angular en la base del post-Eoceno. Resaltan dos estilos tectónicos. El más antiguo es compresivo y capas pre-cretácicas, cretácicas y paleocenas sufrieron fallamiento; las eocenas fueron plegadas sin fallamientos mayores. El estilo tectónico más reciente es tensional y pudo comenzar en el Mioceno, asociado esencialmente con la falla Ancón de Iturre, que originó un depocentro amplio cercado por fallas normales que alcanzan a veces la superficie.

El pozo Tablazo-1 (TAB-1) no encontró petrolífero su objetivo primario, las calizas del Cretáceo, excelentes productoras al oeste en la alineación La Paz-Mara-El Moján.

En el borde noroeste de la cuenca de Falcón se reconoce la Plataforma de Dabajuro substratum levantado de rocas eocenas contra la cual se acuñan formaciones oligomiocenas. Este levantamiento fue un elemento positivo durante el Oligoceno y parte del Mioceno inferior.

Entre la Plataforma de Dabajuro al oeste y el Alto de Paraguaná al este se ha postulado la presencia de una depresión, el Surco de Urumaco, que aparentemente comunicó el Canal Falconiano con el Golfo de Venezuela en el Oligo-mioceno.



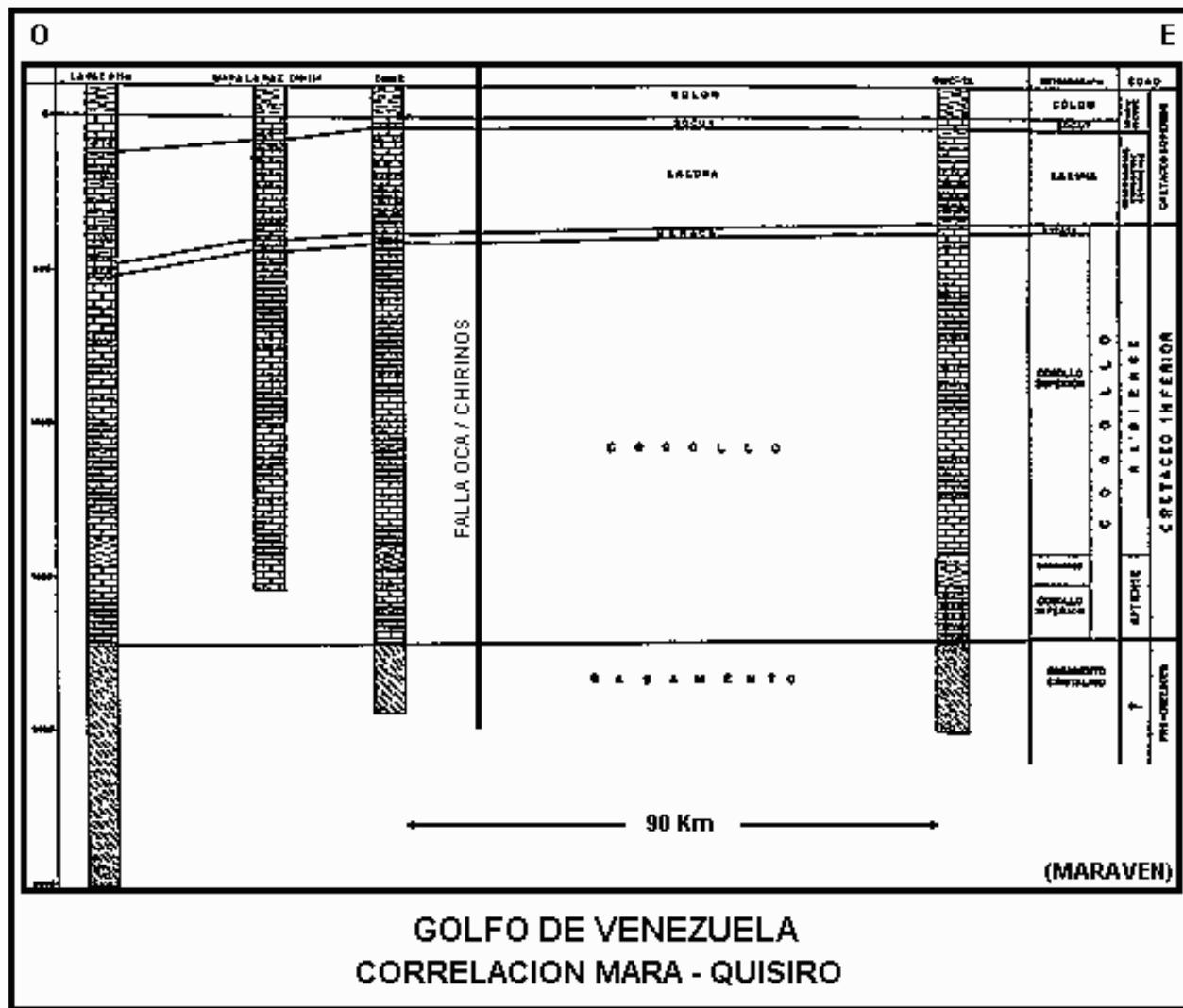
La zona Quisiro-El Mayal, del noroccidente de Falcón recibió la prospección de Maraven con el pozo AMM-1X (Macamahaca) al sur de la falla de Oca y al norte de la falla El Mayal, y los pozos QMC-1X y QMD-1X al norte de esa zona de fallas Oca-Chirinos. AMM-

1X fue perforado donde una discordancia separa un Eoceno inferior plegado y fallado de capas monoclinales falladas y de fuerte buzamiento sur, sin resultados positivo. QMC-1X que penetró 301' del Basamento en un anticlinal cretácico noreste-suroeste que cierra al norte contra dos fallas menores convergentes, tampoco encontró yacimientos de hidrocarburos. QMD-1X perforó cierres estructurales del Cretáceo y pre-Cretáceo hasta llegar a La Quinta (11.248') donde fue abandonado.

Al norte central de Falcón, cerca del Golfete de Coro, el pozo Mitare-1X (Corpoven, 9.302') fue perforado al este de la falla Sabaneta sobre un paleoalto estructural alargado en dirección noroeste-sureste, que corresponde a una irregularidad de la superficie de erosión que separa los sedimentos terciarios de rocas infrayacentes metamórficas, limitado lateralmente por una falla normal de rumbo noroeste y desplazamiento de 400'. El pozo atravesó una secuencia de sedimentos blandos del Terciario joven y pasó 4.150' de meta-areniscas y meta-conglomerados cretácicos con delgadas intercalaciones lutíticas.

Al extremo norte de Paraguaná, el pozo PGN-1X, de Punta Gavilán, cercano al cabo San Román fue perforado por Maraven hasta 6.674' investigando un anticlinal alargado de rumbo este-oeste, cercano al borde del Alto de Paraguaná, cortado en la cumbre por dos fallas normales de dirección noroeste-sureste, y que concluye al sur en la falla de Las Cumarraguas de 4.500' de desplazamiento. Fue perforado y abandonado en 1985 cuando no encontró la acumulación esperada.

En la costa oeste del Golfo, los pozos PPG-I (6.400) y AH-1, de Castilletes y Cojoro atravesaron una delgada sección sedimentaria y fueron abandonados al encontrar el Basamento.



Petróleo

Los pozos al sur de la falla de Oca producen hidrocarburos cretácicos en las cercanías al oeste del Golfo de Venezuela, que varían desde cretácicos pesados y medianos en Mara Oeste y La Paz, livianos en Sibucara y La Concepción, condensado eoceno en La Ensenada y gas libre eoceno en Los Lanudos.

El Alto de Santa Cruz, identificado por la geofísica, fue investigado con el pozo Santa Cruz-1X (12.939') que fluyó 1,08 MMPCD de gas seco en la sección superior del Grupo Cogollo.

En el estrecho de Maracaibo, el pozo Providencia-1 (12.872') mostró un yacimiento cretácico pequeño en los perfiles eléctricos, que se consideró no comercial.

Al sur del estrecho, en la boca del Lago de Maracaibo, los pozos exploratorios más septentrionales del área de Ambrosio, fueron perforados por Lagoven sobre domos

estructurales fallados prospectivos, identificados por la interpretación sísmica del levantamiento de 1979. A-160 (16.397') y A-161 (17.244'), de objetivo cretácico, encontraron gas y condensado antes de ser abandonados secos. A-159 (16.560'), completado en Lisure y Apón (Grupo Cogollo) mostró bajo potencial de producción y se recomendó su acidificación.

El estilo estructural se continúa al norte del estrecho en El Tablazo, con estructuras compresivas y fallas inversas del sistema Oca-Ancón de Iturre. La bahía, al sur del la Barra de Maracaibo, fue cubierta con 850 km de líneas sísmicas en 1984-85, que revelaron la falla de Ancón de Iturre como un ramal hacia el sureste de la falla de Oca y un cierre estructural prospectivo en el centro de la Bahía. Maraven proyectó dos perforaciones exploratorias en El Tablazo. El pozo TAB-1X (11.050') fue abandonado el 23-05-88 al no encontrar productivo su objetivo primario, las calizas del Cretáceo; la perforación del segundo pozo fue diferida.

La zona Quisiro-Mayal, del noroccidente de Falcón, fue investigada por Maraven con el pozo AMM-1X (Macamahaca, 11.555') entre las fallas Oca-Chirinos y El Mayal, y con los pozos QMC-1X (14.369') y QMD-1X (11.301') al norte de Oca-Chirinos.

Cerca del Golfo de Coro se estudió el área plegada y fallada del norte central de Falcón con el pozo Mitare-1X (Corpoven 4.555'), en 1981. Una cuarcita de gran dureza no permitió llegar a la profundidad programada de 11.020'.

La perforación en El Tablazo y en Quisiro-Mayal mostró la continuidad al este del sistema de fallas de Oca, con estructuras asociadas, y la investigación sismográfica del área de Mitare señaló anticlinales fallados prospectivos al sur del Golfete de Coro, que llevaron a la prospección con el pozo exploratorio.

Al extremo septentrional de Paraguana, el pozo PGN-1 de Punta Gavilán, fue perforado hasta 6.674' en 1985 sobre la cumbre de un anticlinal identificado por el sismógrafo dentro de una región de estructuras y fallas normales al norte del Alto de Paraguaná y al sur de Aruba, sin encontrar hidrocarburos. El pozo original, San Román-1X, se incendió en 1983 cuando encontró gas a los 552'.

Al oeste del Golfo, los pozos PPG-1 de Castilletes y AH-1 de Cojoro encontraron una sección corta terciaria y cretácica, y fueron abandonados al tocar el basamento cerca de 6.400'.

Toda la perforación de favorables estructuras y de intenso fallamiento en los bordes del Golfo dirigen la atención hacia las áreas cubiertas por las aguas, región confirmada por el sismógrafo como altamente prospectiva desde el análisis estructural.

Por otro lado, dentro de los límites determinados por los pozos El Callao-1 y Caimán-1, en Paraguaná y Punta de Palmas, y por los pozos PPG-1 y AH-1, de Castillete y Cojoro, se determina la gran extensión de la cuenca sedimentaria, donde la correlación entre La Paz-Mara, El Tablazo y Quisiro-El Mayal ha confirmado la interpretación sismográfica de

una espesa secuencia cretácica y terciaria que se extiende uniformemente de un extremo al otro del sur del Golfo, ratificando la existencia de una estratigrafía de excelentes rocas-madre y rocas-yacimiento y precisando el Golfo como un objetivo importante si se logra conjugar las estructuras sísmicas con las características petrofísicas de arenas terciarias permeables o calizas cretácicas fracturadas por el severo fallamiento que señala el sismógrafo.

En conclusión, el Golfo reúne las condiciones estructurales y estratigráficas regionales más indicadas por la prospección prospectiva de trampas locales y la ubicación de localizaciones exploratorias para la prueba con el taladro de tan atractiva porción de la plataforma continental venezolana.

Actualmente se adelanta la investigación con sísmica moderna de la región que ocupa el área sur de El Tablazo y el norte del Lago de Maracaibo, que se espera contribuya a aclarar la estructura geológica al sur del estrecho de Maracaibo donde, en Junio de 1997, ha sido asignado el campo Ambrosio (al extremo noroeste del campo Urdaneta) a la Phillips Petroleum Company, bajo convenio operativo con Lagoven.

La Refinería de Amuay, inaugurada en 1950 y operada por Lagoven S.A., está situada al oeste de la Península de Paraguaná. Dispone de un puerto natural que da al Golfo de Venezuela. Es el centro refinador de mayor capacidad en el país. Tiene una elevada capacidad de procesamiento de crudos (635 MBDO); modernas unidades de conversión profunda y gran flexibilidad operacional.

La Refinería de Cardón, construida en 1949 y operada por Maraven S.A., está ubicada en el suroeste de Paraguaná, y es la segunda refinería en capacidad de procesamiento (300 MBDO) y la primera en variedad de productos en Venezuela. En 1938 el Cuerpo de Ingenieros de Estados Unidos realizó en Pittsburgh el primer modelo físico del Lago de Maracaibo y se inició el dragado hasta seis metros de la Barra de Maracaibo, que permitiría la salida de los buques petroleros que cada día se construían con capacidad mayor y requerían un calado más profundo. En 1954 entró en operación el Canal actual que continuamente es dragado en una extensión de 100,6 km de longitud, anchura de 245 metros y profundidad de 13,5 metros.