

## CAMPO LA CONCEPCIÓN, ESTADO ZULIA: UN SIGLO DE HISTORIA PETROLERA

Jesús S. PORRAS M.<sup>1</sup> y Vinicio DÍAZ AÑEZ <sup>2</sup>

### RESUMEN

El Campo La Concepción, pionero entre los campos petroleros de Venezuela y de los primeros descubiertos en la costa occidental del Lago de Maracaibo representó, junto con el Campo La Paz, uno de los más notables e importantes focos petroleros de la región para mitad del siglo XX, en los inicios de la industria petrolera nacional.

Con su descubrimiento, en el año 1924, esta zona de la región occidental, o planicie de Maracaibo, como se le conocía en la época, pasó a convertirse, de una economía eminentemente rural, agropecuaria, establecida en prominentes hatos, a otra productora de petróleo y gas y de servicios petroleros, el nuevo negocio de un mundo industrializado en auge. También trajo consigo el éxodo masivo de campesinos locales y foráneos a estos centros en busca de trabajo y de mejoras laborales, lo cual provocó el crecimiento progresivo y desmedido de la población, y una amplia demanda habitacional y de servicios públicos, situación que tuvo que ser atendida por los concesionarios petroleros y propietarios de hatos y que finalmente condujo al nacimiento de un nuevo pueblo petrolero.

Los anecdóticos inicios, el descubrimiento del campo, la historia petrolera y de su gente, la producción y su declinación, y la evolución de los modelos de sus yacimientos principales, se presentan en este artículo como parte del legado y patrimonio que hoy nos deja el Campo La Concepción.

### ABSTRACT

*La Concepcion Field, Zulia State, Venezuela: a century of oil history*

The La Concepción field, a pioneer among the Venezuela's oilfields and one of the first ones discovered on the western coast of Lake Maracaibo, represented, along with the La Paz field, one of the most notable and important petroleum centers of the region for the mid 20<sup>th</sup> century, at the beginning of the national oil industry.

With its discovery, in 1924, this area of the western region, or Maracaibo plains, as it was known at the time, became, from an eminently rural and agricultural economy established in prominent estates, to another producer of oil and gas and oilfield services, the new business in a booming industrialized world. It also brought the massive exodus of local farmers and foreign people to these centers in the search for new jobs and better employment conditions. This situation triggered the progressive and excessive growth of population, and a huge demand for housing and public services, which had to be attended by oil concessionaires and farm's owners, and finally led to the birth of a new oil town.

The anecdotal beginnings, the discovery, the petroleum history of the field and its people, the production and its decline, and evolution of the geological models of its main reservoirs, are presented in this article as part of the legacy and heritage of the La Concepcion field.

**Palabras clave:** campo petrolero, pionero, historia, descubrimiento, Cuenca Maracaibo, modelo geológico, yacimiento

**Keywords:** oilfield, pioneer, history, discovery, Maracaibo basin, geological model, reservoirs

### INTRODUCCIÓN

La Concepción, pionero entre los campos petroleros de Venezuela y ejemplo del éxodo de una comunidad rural agropecuaria a petrolera, en aquellos tiempos iniciales; sigue siendo un punto importante de referencia en la industria petrolera del país. Pese a que no es el gran campo de décadas pasadas, desarrolla sin embargo un papel importante como

centro estratégico de explotación petrolera. Su historia y aún potencial de producción, lo hace atractivo para que empresas dedicadas a la actividad continúen radicadas en sus tierras extrayendo el preciado líquido.

Con una producción acumulada, en un siglo de historia, de más de 206 millones de barriles (MMBls) de petróleo y 281 millones de pies cúbicos de gas (MMPCG) de los dos

<sup>1</sup> Ingeniero Geólogo, Consultor Independiente, Correo-e.: porrasjs@yahoo.com

<sup>2</sup> Licenciado en Comunicación Social, Periodista Independiente, Correo-e.: diaz.vinicio@gmail.com

yacimientos clásicos de la cuenca: las arenas terciarias de la Formación Misoa y las calizas fracturadas del Grupo Cogollo, el campo aún mantiene el interés por sus maduros yacimientos.

Se describe en este artículo, la larga y rica historia, el antes y el después del icónico Campo La Concepción, de sus trabajadores y de su gente, testigos y protagonistas de muchos acontecimientos y circunstancias, símbolo inequívoco del legado petrolero venezolano.

## VENEZUELA OCCIDENTAL: LOS INICIOS

Luego de la promulgación de la nueva ley minera de Cipriano Castro, en enero de 1904, que regulaba la explotación de hidrocarburos, el manejo administrativo y directo de las concesiones y la imposición de nuevos impuestos a la exportación, en 1907 se otorgan seis grandes concesiones para la explotación de asfalto y petróleo, entre ellas dos en el estado Zulia: una a Andrés J. Vigas que le concedía derechos sobre el petróleo en el Distrito Colón y cuya superficie era de dos millones de hectáreas y otra a Antonio Aranguren para explotar asfalto en los distritos Bolívar y Maracaibo, por una extensión de un millón de hectáreas.

La concesión propiedad del empresario y diplomático venezolano Antonio Aranguren, adquirida el 28 de febrero de 1907 le permitía ejercer los derechos para explotar 1.000.000 hectáreas [...] “de asfalto, nafta, petróleo y betún que se encuentra en los límites de los Distritos Bolívar y Maracaibo [...]”, (*Gaceta Oficial* 10.222, 1907:41) con excepción de la mina Inciarte, situada en las inmediaciones de la población de Carrasquero, en el actual Municipio Mara, cerca de la población Cachimí.

El 10 de diciembre de 1909, ya bajo el gobierno de Juan Vicente Gómez, se adjudicó una concesión de 27.000.000 de hectáreas a John Allen Tregelles, representante de la empresa británica Venezuelan Oilfields Exploration Company y se le concedió el derecho de explotación del petróleo en doce de los veinte estados del país y en uno de sus dos territorios (Lieuwen, 1954). En 1912, al prescribir esta concesión, Rafael Max Valladares, apoderado de la General Asphalt, consiguió su adjudicación, y días más tarde la cedió a la Caribbean Petroleum Company, filial de la General Asphalt.

En 1913, Vigas y Aranguren, concesionarios de 1907, traspasan sus licencias a la empresa británica Venezuela Oil Concessions (VOC) (Lieuwen, 1954). El mismo año 1913 la General Asphalt vendió su subsidiaria Caribbean Petroleum Company a la Royal Dutch-Shell (Sánchez y Salazar 2014).

Un lustro después del otorgamiento en 1907 de las primeras concesiones importantes para la extracción de asfalto del país, ampliada posteriormente a petróleo, comienzan a llegar al puerto de Maracaibo las primeras cajas de madera en las que venían desarmados los taladros de pilón o de percusión y las mechas “colas de pescado”, herramientas éstas que se traían desde Estados Unidos y de Inglaterra para perforar pozos petroleros.

Detrás de todo este arsenal que deslumbró a los caleteros del puerto, a los capitanes de las piraguas y a sus pasajeros, a los vendedores de plátanos y verduras, a los compradores y transeúntes de ocasión, venían hombres vestidos con trajes de lino y sombrero, quienes bajaban del muelle cargando grandes maletas en las que llevaban no solamente sus efectos personales para una larga estadía, sino también documentos técnicos y mapas que indicaban los lugares donde iban a hincar los taladros de pilón con las mechas colas de pescado (Díaz Añez, 2008).

Entre esos técnicos figuraban los que había contratado la empresa Caribbean Petroleum Company, filial de la General Asphalt, y que a la postre, pasaría a ser adquirida por la Royal Dutch-Shell. Esta sería la que perforó el 15 abril de 1914 el célebre pozo Zumaque 1 y descubriría el Campo Mene Grande (Fig. 1), marcando ambos hechos el comienzo de la explotación comercial del petróleo venezolano.



**Figura 1.** Vista parcial del “Anticlinal” de Mene Grande. El anticlinal, asimétrico, de eje SO-NE, presenta su flanco oeste muy levantado, por una gran falla, a diferencia del flanco este que buza muy suavemente al sur. Tiene una longitud aproximada de 3 km x 1 km de ancho. El mene del primer plano, cubre un área aproximada de 30 metros y se mantenía aún activo para el año 2005, fecha de la fotografía (Foto Petrobras/SVG Zulia, 1ª Excursión Geológica de Campo).

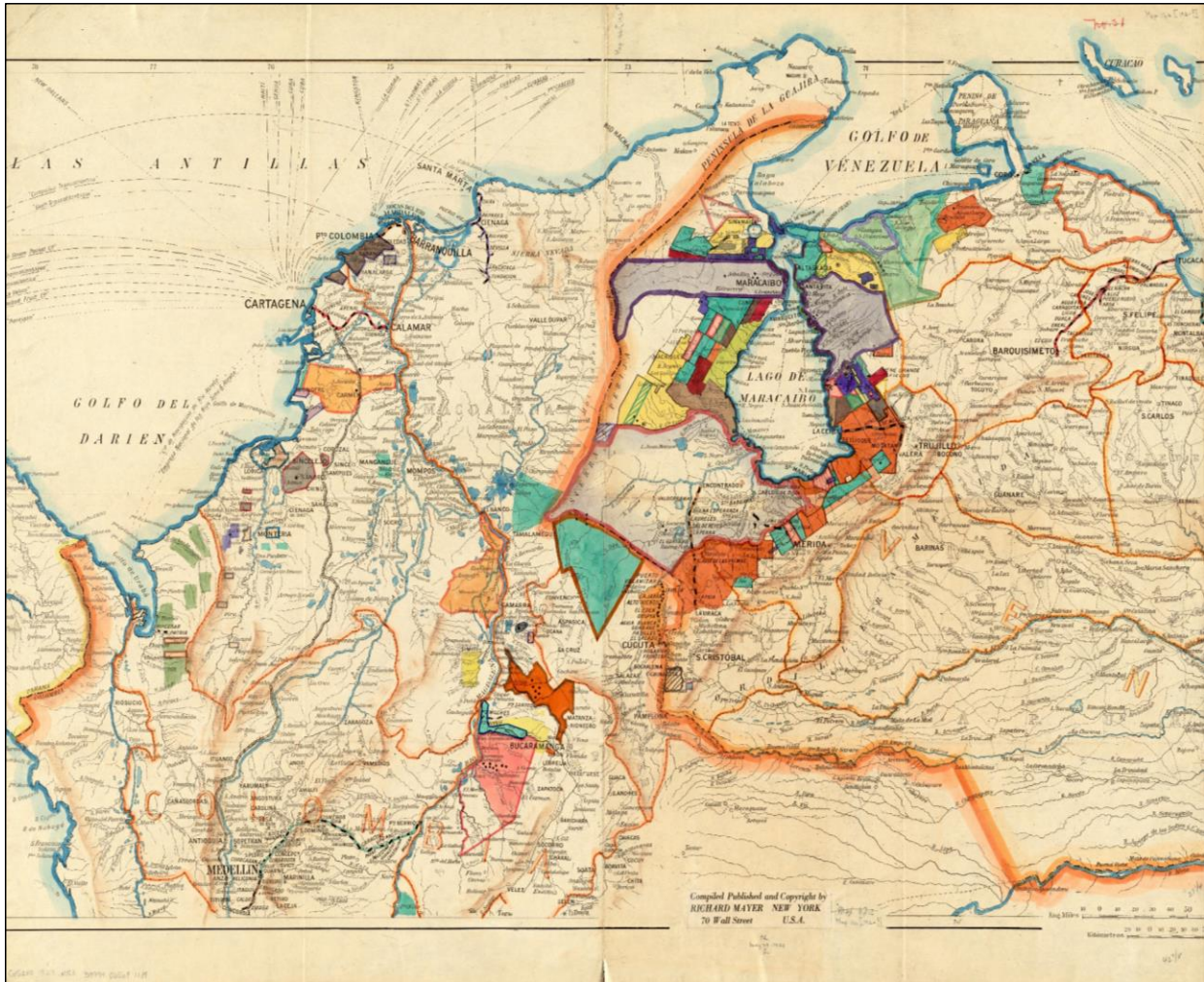
En 1915, la VOC propietaria de la concesión de Aranguren, inicia sus actividades de perforación de pozos en el Distrito Bolívar. Ese mismo año, la Royal Dutch-Shell adquiere acciones de la VOC, pasando a controlar la mayoría directiva a principios de 1922. Para 1923, las compañías Caribbean Petroleum Company, General Asphalt, Colon Development y VOC, que operaban en el Zulia, estaban totalmente absorbidas por la Royal Dutch-Shell (Lieuwen, 1954). (Fig. 2)

Mene Grande fue el primer filón petrolero donde la VOC obtuvo éxito una vez que en 1913 entró en pleno dominio de la referida concesión. Luego alcanzó resultados igualmente exitosos en Cabimas y Lagunillas. A partir de 1920 preparó sus cuadrillas de geólogos y perforadores y las envió a Perijá donde exploraron en Alturitas, San José y Pozo Ignacio pese a las

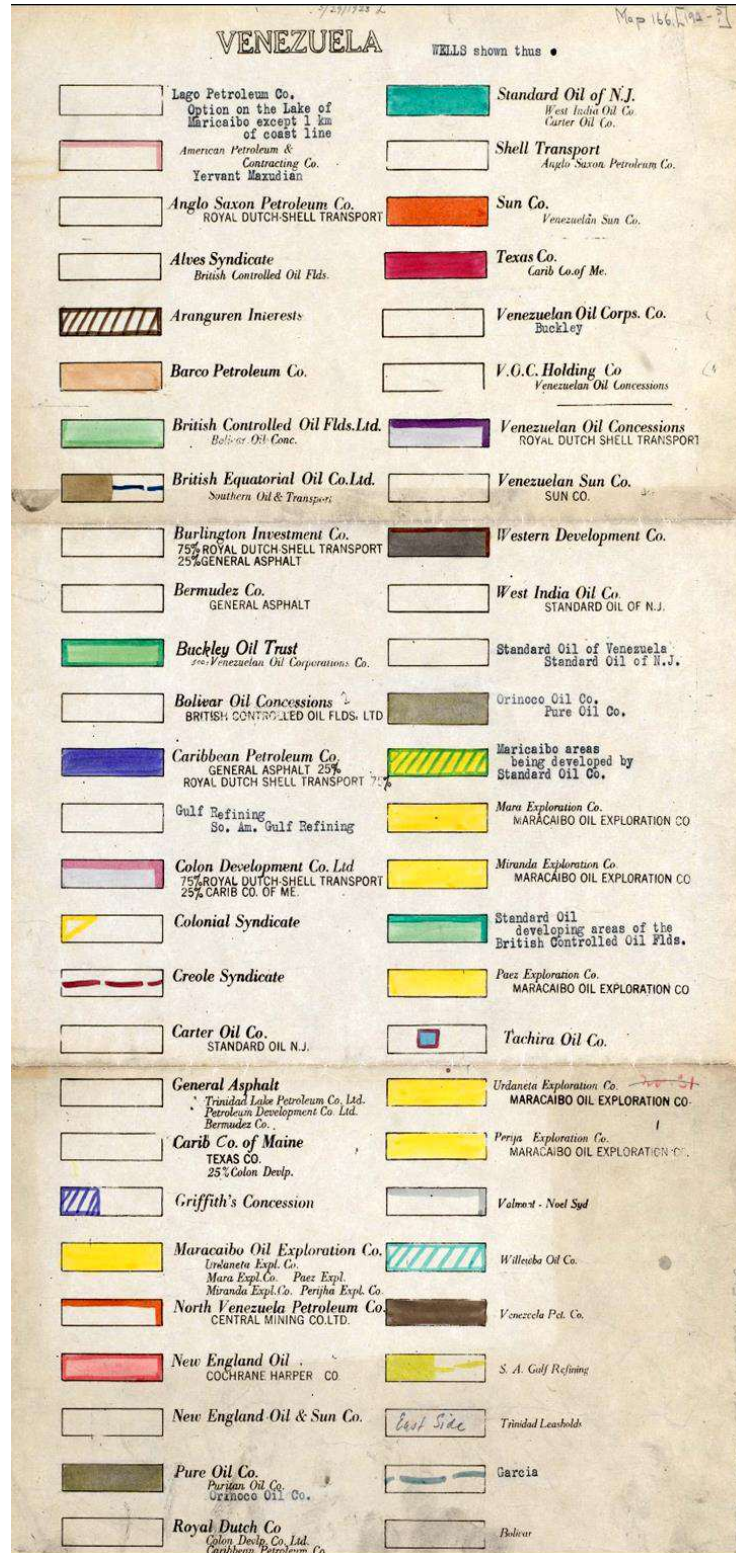
adversas condiciones naturales existentes y a la hostilidad de los indígenas Barí, quienes al ver que sus tierras estaban siendo invadidas hicieron que las labores de exploración fueran más difíciles. Un cruento escarceo con los Barí que arrojó como saldo muertes en ambos bandos, obligó a la empresa a abandonar la zona.

Las cuadrillas exploradoras, no obstante, recibieron instrucciones para desplazarse a 50 km al oeste de Maracaibo,

cerca del área que hoy se conoce como El Laberinto, donde levantaron un campamento en un claro llamado La Mina, el cual estuvo situado entre los límites de los hatos Las Tucacas, Los Araguatos y San Salvador. La escogencia del sitio no fue casual sino una decisión de los geólogos que advirtieron la presencia de manaderos naturales de petróleo en el lugar, por lo que sin muchos preámbulos instalaron una cabria de madera con un taladro de percusión y empezaron a perforar.







**Figura 2.** Mapa con las Concesiones Petroleras de la Región del Lago de Maracaibo para 1910-1923. El mapa original titulado “Map of Parts of Venezuela and Colombia”, impreso sobre papel y con color añadido, representa el Lago de Maracaibo y parte de Colombia junto con la hidrografía de la zona, el relieve sombreado y la ubicación de varias poblaciones o lugares de referencia. A la derecha, se muestra la leyenda con los colores que indican las compañías operadoras de cada concesión petrolera. Fecha 1910-1923, creado, compilado, publicado y registrado por Richard Mayer, Colección Norman B. Leventhal Map Center Collection, Boston Public Library, 70x110 cm, Escala aprox; 1:1.000.000.

Fuente: <https://collections.leventhalmap.org/search/commonwealth:4m90jm17f>

## 1920's DECADA DE DESCUBRIMIENTOS

La identificación de lagos y conos de asfalto, perforación de grandes menes activos y el mapeo de estructuras anticlinales en superficie, condujo no solo al descubrimiento de Mene Grande en la costa oriental del lago en abril de 1914. En la costa occidental, y paralelo a este acontecimiento único, a finales de 1913, ya la cuadrilla de geólogos norteamericanos había propuesto perforar el gran mene “Totumos o Dos Manantiales” a 1,6 km al norte del cañón del Totumo y a 17 km al NO de la Villa del Rosario. Este sitio presentaba gran interés geológico, incluyendo una zona de fallas y de fracturas en la roca volcánica (Arnold et al., 1960). Para el grupo de exploradores observar como el petróleo brotaba de esa zona de brecha en la roca ígnea con un flujo constante e intenso, fue novedoso y particular, y los llevó a suponer la existencia de grandes cantidades de petróleo comercial en la región.

“...La búsqueda de petróleo ha estado íntimamente ligada con su acumulación en rocas sedimentarias, siendo muy raro que se le encuentre en rocas metamórficas y más raro aún es encontrarlo en rocas ígneas del basamento...” (Guariguata, 1956:2)

Urbani *et al.* (2016), más recientemente, reconocen rocas andesíticas en la zona de El Totumo y las asignan a la unidad de “Rocas Volcánicas de El Totumo”. Indican que los menes brotan de rocas volcánicas fracturadas. Los mismos autores, intuyen la existencia de alguna falla inversa importante de rumbo N-S que genera el abrupto frente de montañas y que pone en contacto las rocas ígneas con los clásticos terciarios.

Este hecho, extraño en Venezuela, de almacenar y luego producir, petróleo de rocas ígneas pre-mesozoicas y volcánicas jurásicas-triásicas, fue además el preámbulo de la gran historia petrolera de la Cuenca de Maracaibo y de la producción de yacimientos de este tipo a nivel mundial.

La Caribbean Petroleum Company inició en Mayo de 1914 la perforación en el Campo El Totumo con el pozo Zambapalo-1 y lo abandona por problemas mecánicos en Agosto de 1914. Inmediatamente perforaron el Zambapalo-2, pero lo suspendieron apenas había alcanzado 803 pies (245 m). Para 1915 cuando esta compañía interrumpió sus actividades se habían completado dos pozos (uno productor: Zambapalo-2) y empezado un tercero.

La Paz fue el segundo campo descubierto en la región, después del Campo El Totumo, abandonado por no económico. Su descubrimiento está marcado por una serie de eventos como se relata a continuación:

El 28 de febrero de 1922 en el claro conocido como La Mina, y tras siete meses de arduo trabajo, la VOC descubrió petróleo en las capas del Eoceno a una profundidad de 725 pies (221 m). El pozo, fue bautizado en un principio con el nombre Estrella, y luego le fue cambiado el nombre por el de Las Flores I. La producción inicial fue de 1.000 barriles diarios una vez completado. Al hacerse oficial el descubrimiento, los geólogos de la VOC tomaron la determinación de bautizar a la naciente

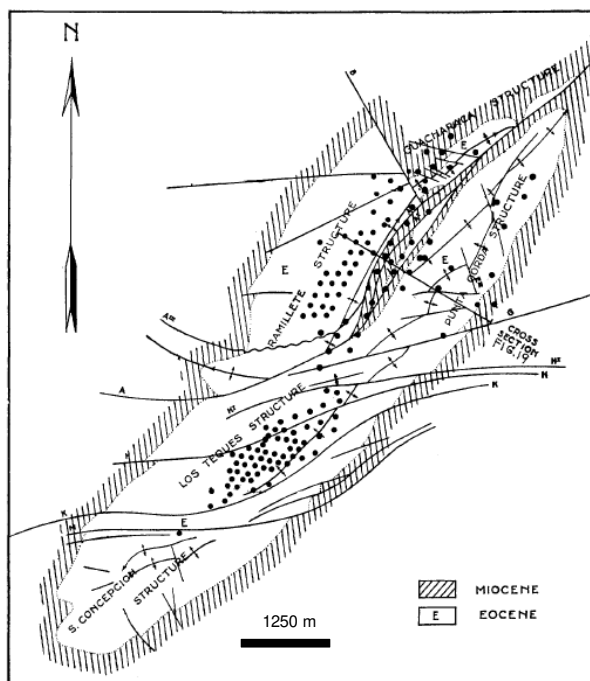
área petrolífera Campo La Paz, como una forma de conjurar las amargas experiencias vividas con los indígenas Barí en la zona de Perijá, casi un año antes (Díaz Añez 2006, 2008).

Con el Campo La Paz fue develada una extensa área de menes que llevó al descubrimiento también de las zonas conocidas como Totumo, Maluco y El Diluvio, en las que luego se determinó la existencia de petróleo pesado no comercial. Este panorama, por demás alentador, animó a la VOC a seguir “auscultando” en las sabanas aledañas con la técnica de la geología de superficie, que era, para ese momento, la tecnología más avanzada para fines prospectivos.

Ante la sospecha de que existieran en otros sitios cercanos manaderos similares a los hallados en el claro La Mina, la VOC comenzó a explorar con mayor intensidad los espesos montes del noroeste del área conocida como El Laberinto, los cuales “peinó” con la ayuda de cuadrillas de macheteros margariteños, corianos, andinos y zulianos que contrató para tal fin.

Las trochas que abrieron estos hombres con los machetes cola de gallo de la marca norteamericana Mac & Dale, permitieron el acceso de los camiones Graham Brothers de media tonelada de peso que transportaban los equipos y herramientas de exploración y perforación. Sirvieron también para facilitar el paso de las mulas que cargaban sobre sus lomos los bastimentos, toneles de madera llenos de agua y las pesadas lonas de las carpas. Fueron muchos los macheteros que abrieron caminos y trochas, algunos de ellos infelizmente quedaron sembrados en el tupido monte acribillados por las picadas de serpientes, mientras que otros fueron a morir a sus casas fulminados por las fiebres palúdicas o las infecciones. A estos hombres se les debe la proeza de haber iniciado la forja de la industria petrolera en el área (Díaz Añez 2006, 2008).

Siguiendo los antecedentes que llevaron al descubrimiento de los campos Totumo (1914) y La Paz (1922) en este lado del Lago de Maracaibo, que no eran más que perforar manaderos (menes) de petróleo ubicados en estructuras anticlinales intuidas, en 1924 fue descubierto el Campo La Concepción, si bien en este último no se identificaron menes, aunque si una estructura muy fallada (Caribbean Petroleum Company Staff, 1948) (Fig. 3) y se observó presencia de petróleo y asfalto en unas fosas de pruebas (*test pits*) que condujeron en gran medida a la ubicación del pozo descubridor. (Hopkins y Wasson 1929).



**Figura 3.** Mapa estructural del Campo La Concepción, según L. U. de Sitter (Caribbean Petroleum Company Staff, 1948). La estructura se interpretaba como un anticlinal muy plegado cortado por fallas longitudinal y transversalmente que lo dividían en cinco bloques o unidades estructurales: Concepción Sur, Los Teques, Flanco de Ramillete, Punta Gorda y Guacharaca.

En la primera semana de enero de 1924, a los geólogos de una cuadrilla que se encontraba a 20 km al sureste del Campo La Paz cumpliendo trabajos de exploración, les llamó la atención la topografía de una extensa superficie de tierra que estaba dentro de un hato llamado Arazaure, cuyos límites eran los siguientes: al norte, hasta la mitad del hato Jagüey de Monte, sur, medio camino del hato El Cují, este, hasta llegar a las tierras del hato La Concepción y oeste hasta la cañada de El Totumo.

A los macheteros se les contrató para que abrieran picas y cortaran la madera de los árboles para construir claros artificiales y "esterillas" que facilitarían el paso de las mulas por los arenales. Este trabajo permitió a los geólogos demarcar toda el área y escoger, para iniciar las perforaciones, una zona anticlinal situada cerca de lo que hoy se conoce como Curva de Tellerías, en la vía que actualmente conduce a los campos La Paz y Boscán, donde levantaron una cabria de madera de pino importado construida por obreros y peones bajo la supervisión de los jefes extranjeros.

Antes de iniciar los trabajos de perforación la VOC levantó un campamento con carpas de lonas en un claro ubicado dentro de los linderos del hato Los Teques, a menos de un kilómetro de distancia del área de perforación que había sido seleccionada. Por el sitio escogido corría agua de una pequeña

quebrada llamada El Totumo por los lugareños, donde abundaban además un número considerable de matas de coco. Tales atributos naturales hacían del lugar el más adecuado para acampar.

Las perforaciones fueron iniciadas el 24 de enero de 1924 con un taladro de percusión marca *Star Machine* y con herramientas de cables. El golpe seco que producía la barra del taladro cuando horadaba la tierra estremecía los montes, opacaba el ruido de la caldera que funcionaba con leña seca, y ponía sordina a los silbidos del vapor que emergía de la bomba de agua que se empleaba para aflojar la tierra.

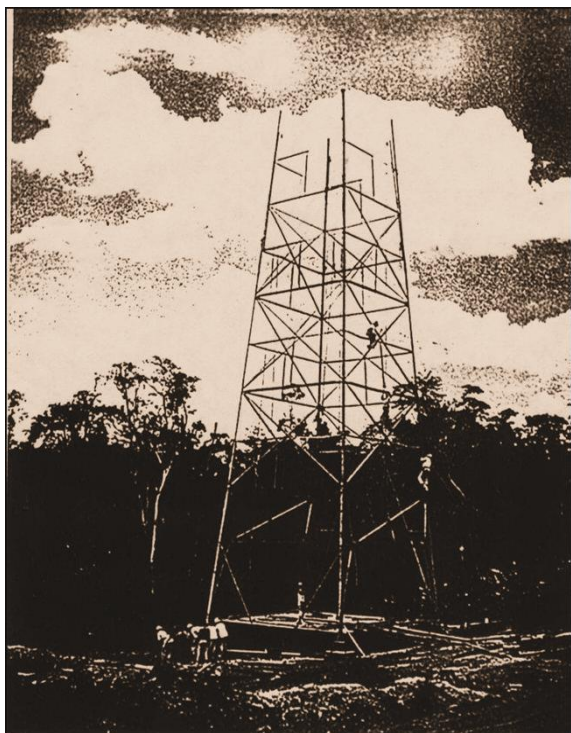
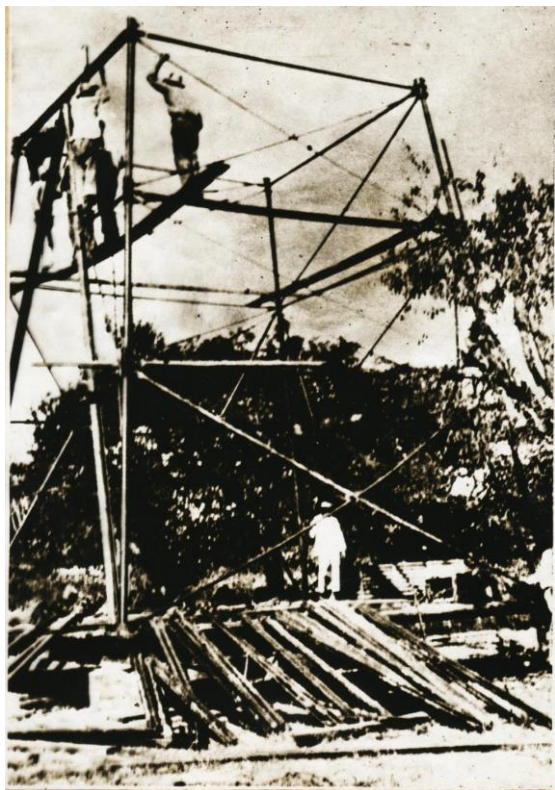
Mientras se perforaba en el área anticlinal de lo que sería después la Curva de Tellerías, varias cuadrillas de geólogos exploraban simultáneamente en las tierras de otros hatos, entre ellos los conocidos con los nombres de Jagüey de Monte, Jagüey de Damas, El Ramillete, Macanilla, El Paraíso, Punta Gorda, El Socorro, El Cotoperiz, Los Ébanos, La Pradera y Hato Viejo, donde también fueron erigidas cabrias de madera para perforar.

Estas cabrias de madera (Fig. 4) fueron utilizadas en La Concepción hasta 1926, año cuando fueron reemplazadas por las de metal. El pozo C-36 fue el primero que se perforó con una cabria de metal.

Los mayores esfuerzos se concentraron sin embargo en la zona anticlinal de la Curva de Tellería. La cuadrilla que laboró en este sitio estuvo liderada por G. Witteveen, ingeniero de origen holandés que había estado en labores similares en los primeros descubrimientos realizados por la VOC en el Campo Costanero Bolívar.

Entre el personal venezolano figuraron los obreros Segundo Salazar, José Domínguez, Julio César Vilchez, Luis Salazar y Antonio Farías (Díaz Añez 2008).





**Figura 4.** *Cabria de madera empleada en 1924 para perforar en el campo La Concepción. Estas cabrias de madera fueron utilizadas hasta el año 1926, fecha en la cual fueron reemplazadas por otras de metal (fotografía de autor desconocido, fuente: Archivo General Petrowayuu La Concepción)*

Las perforaciones en este y en los otros sitios fueron lentas y agotadoras. Todo el peso de las faenas recayó en los obreros venezolanos que trabajaron jornadas de hasta 12 horas diarias por un salario de 5 bolívares, de los mejores sueldos en todo el país. Tras 18 meses perforando, los primeros resultados los obtuvo la VOC en el sitio donde operaba la cuadrilla de G. Witteveen un sábado 2 de julio de 1924, día de San Martiniano, cuando extranjeros y venezolanos "...vieron emerger de las arenas del Paleoceno y Eoceno un tipo de crudo de 36 grados API con un porcentaje de agua de 5.5 por ciento" (Léxico Estratigráfico de Venezuela LEV/Código Geológico de Venezuela 1997). La producción inicial del pozo fue de 165 barriles diarios y el petróleo presentó un color verde oscuro que lo incluía en el grupo de los crudos parafínicos. Para identificar al pozo la VOC apeló a las siglas C-1, es decir, "Concepción Uno."

En la misma área anticlinal del C-1, otros pozos que estaban siendo perforados arrojaron resultados positivos ese mismo mes de julio de 1924. El número de pozos se incrementó en los meses siguientes dando origen al Campo La Concepción. Los geólogos determinaron que los yacimientos estaban ubicados a 230 pies (70 m) sobre el nivel del Lago de Maracaibo, en una formación que se extendía, de modo esporádico, hasta la región de Los Cañadones, lo que parece indicar la continuación del alineamiento. El relieve estructural de La Concepción es mucho menor que el de La Paz. Sobre el tope de Guasare la diferencia de relieve alcanza más de 1.726 metros y el tope del intervalo de calizas Cretácicas se encuentra unos 1.826 metros, más bajo en La Concepción que en La Paz (Léxico Estratigráfico de Venezuela LEV/Código Geológico de Venezuela 1997).

La perforación inicial de los pozos se hizo por percusión, con cable. Con este método, se perforaron 61 pozos hasta 1927. Entre 1930-1940 muy pocos pozos fueron perforados con sistema rotatorio.

Zuloaga (1937) en un reporte geológico general de los campos petroleros venezolanos señala que La Concepción es excepcional, ya que produce el único petróleo de base parafínica de todos los campos del Lago de Maracaibo. El petróleo tiene una gravedad media de 35,4° API. Para enero de 1937 ya se habían perforado 76 pozos y acumulaban 2.645.823 TM de crudo.

La perforación en el campo se suspendió en 1944 por la alta declinación de producción de los pozos. Para esa fecha se habían perforado 147 pozos con 30 MMbbls de crudo acumulados de la Formación Misoa (Caribbean Petroleum Company Staff, 1948).

## DE HATO A CAMPO PETROLERO

¿Por qué La Concepción y no Arazaure el nombre asignado al campo? La idea surgió de los geólogos de la VOC, quienes se adelantaron en llamar La Concepción a la formación geológica donde se encontraban los yacimientos y luego lo

asignaron a toda el área. El nombre fue tomado del ható que colindaba con Arazaure, cuyo dueño era Juan Evangelista Atencio Rincón, productor oriundo del Distrito La Cañada, quien había sido propietario de la célebre tienda La Cañonera, en la Pomona, en el antiguo Maracaibo, y que se estableció desde principios del siglo 20 en esos predios donde se dedicó a la siembra y a la cría de animales junto con su familia.

El ható La Concepción estaba ubicado al norte de las ciénagas Sabaneta y Taparito, al este de la ciénaga Mata de Párraga, al sur del fundo Mata de Palo Blanco y al oeste el ható Arazaure, y cubría una extensión aproximada de 1.257 hectáreas (Díaz Añez, 2008). Existen evidencias que señalan que el primer dueño de este ható fue el militar zuliano y prócer de la independencia, capitán Anselmo Belloso, quien en 1875 lo vendió a la señora Ana Nava de Baltasar, y ésta a su vez a Juan Atencio Rincón en 1907.

Una vez definida toda el área petrolífera, los cálculos de la VOC revelaron que el tamaño total del campo ascendía a unas 2.400 hectáreas. De esta manera, lo que entonces se llamaba la sabana de Maracaibo se convirtió, de planicie eminentemente rural basada en la agricultura y cría de animales, a productora de una materia prima apetecida en todo el mundo industrializado.

Los dueños de los hatos - que nunca imaginaron la existencia de petróleo bajo sus tierras - comenzaron a sentir en los montes un olor muy distinto al de la frutilla del matapalo, al del orégano orejón o al de la madera quemada que salía todos los días de los fogones de sus casas. Era el olor del petróleo que furtivamente empezó a penetrar por las ventanas y que se convirtió inesperadamente en una suerte de huésped silente e incómodo cuya presencia etérea delataba sospechas.

La presencia de petróleo se difundió entre los propietarios de todos hatos quienes se pusieron alerta ante la posibilidad de que en sus tierras existieran filones del negruzco mineral. Los que llevaban muchos años establecidos no se entusiasmaron por la noticia, pues estaban seguros de que el oro negro los despojaría de lo que más apreciaban: sembrar y criar animales. Para otros, en cambio, era una excelente oportunidad que se presentaba para vender sus propiedades y regresar a la ciudad donde, con dinero en mano, vivirían una existencia más halagadora.

Los que decidieron aprovechar el descubrimiento de petróleo en sus propiedades, en un principio arrendaron sus tierras por solicitud de la Venezuela Oil Concession para que esta adelantara actividades de exploración, recibiendo a cambio entre 50 y 200 bolívares mensuales, dependiendo de la extensión del ható. Una vez que la mencionada empresa confirmaba la existencia de crudo para su explotación y comercialización, extendían a los propietarios de los hatos una "jugosa" cantidad de dinero para que se lo vendieran definitivamente.

El primer ható que compró la Venezuela Oil Concession fue Arazaure de Leopoldo Ferrebús, quien recibió la cantidad de

25.000 bolívares a finales de 1924. Dos años más tarde, la misma empresa adquirió el ható La Concepción por la misma cantidad de dinero. Su propietario, Juan Evangelista Atencio Rincón entregó 1.257 hectáreas y conservó 568 hectáreas, según un plano topográfico levantando por el ingeniero venezolano Ernesto Branger que reposa en el Registro Principal de Maracaibo.

Casi un año después de haber sido descubierto el Campo La Concepción, el 9 de Junio de 1925, estalló sorpresivamente la primera huelga de obreros petroleros en el país. El escenario de esta huelga fue el campo costero de Mene Grande, donde un obrero fogonero llamado Antonio Malaver, lideró un movimiento que paralizó las actividades por espacio de nueve días. Para ese entonces la industria petrolera empleaba 10 mil trabajadores (Lieuwen, 1954; Croes, 1973).

El pliego de peticiones decía "...aumento de salario de cuatro bolívares, diez bolívares como salario mínimo, atención médica y medicinas, jornada de ocho horas, transporte para acudir al campamento al trabajo y viceversa, agua potable y con hielo como tomaba el jefe del garaje, pago del tiempo invertido de ir y regresar al trabajo y vivienda..." (Taborda 2016:61)

Estas mismas peticiones habían sido solicitadas en el mes de marzo de 1924 por unos 80 trabajadores de El Garaje (Mene Grande), en una protesta y carta dirigida a los gerentes de la empresa VOC, previo al inicio de las jornadas laborales (Taborda, 2016). Argumentaban condiciones de trabajo insoportables, jornada laboral demasiado extensa de 10 horas, condiciones de trabajo extremadamente peligrosas, trato inhumano y déspota por parte de los jefes extranjeros, viviendas en condiciones insalubres, falta de asistencia médica y de medicinas y un salario de Bs. 5,00 diarios que permanecía invariable desde 1914, y que ya no cubría las necesidades de los trabajadores. (Taborda, 2016)

## EL EOCENO: TRAMPAS COMPLEJAS Y FALLADAS

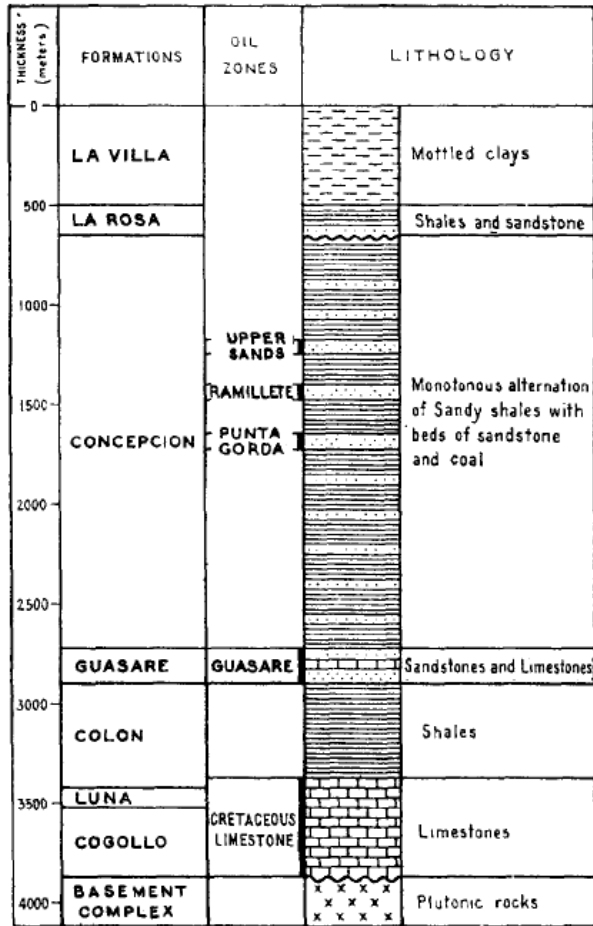
En Venezuela noroccidental, se han identificado rocas de edades comprendidas entre el Precámbrico y el Reciente, siendo productivas de hidrocarburos, principalmente, las rocas clásticas de las Formaciones Río Negro y Aguardiente (Cretácico), Grupo Orocué (Paleoceno), Mirador-Misoa (Eoceno), Lagunillas y La Rosa (Mioceno) y las calizas naturalmente fracturadas del Grupo Cogollo (Cretácico Temprano). Del basamento ígneo-metamórfico (Permo-Triásico) de los campos de La Paz-Mara, desde mitad del Siglo XX, y más recientemente, del Campo La Concepción, también se ha obtenido una muy importante producción de petróleo. De las rocas volcánicas de El Totumo (Jurásico-Triásico), en el piedemonte de la Sierra de Perijá, se obtuvo una discreta acumulada de alrededor de 150.000 barriles de petróleo mediano.

En los primeros tiempos, la producción de los campos situados al oeste del Lago de Maracaibo, provenía



principalmente de la secuencia mixta de areniscas y calizas de la Formación Guasare y de las areniscas de la Formación Concepción, como se le denominaba informalmente en la época a la Formación Misoa, y no es hasta 1944 cuando se descubre en La Paz el potencial de las calizas del Grupo Cogollo. Una columna estratigráfica del área Mara-La Paz se muestra en la Fig. 5.

En La Concepción, las areniscas de la Formación Misoa, de edad Eoceno, el yacimiento tradicional, fueron el objetivo principal del campo por años, hasta el descubrimiento del yacimiento Cretácico en 1948 con el pozo C-148, perforado según indicaciones de geología de subsuelo. El tope de la Formación Misoa, se encuentra a una profundidad variable entre 300 y 1000 pies (91 y 305 metros), inmediatamente por debajo de la discordancia y presenta un espesor entre 4000-5200 pies (1219-1585 metros). Las unidades suprayacentes del Mioceno-Reciente en ocasiones llegan a estar erosionadas casi totalmente.

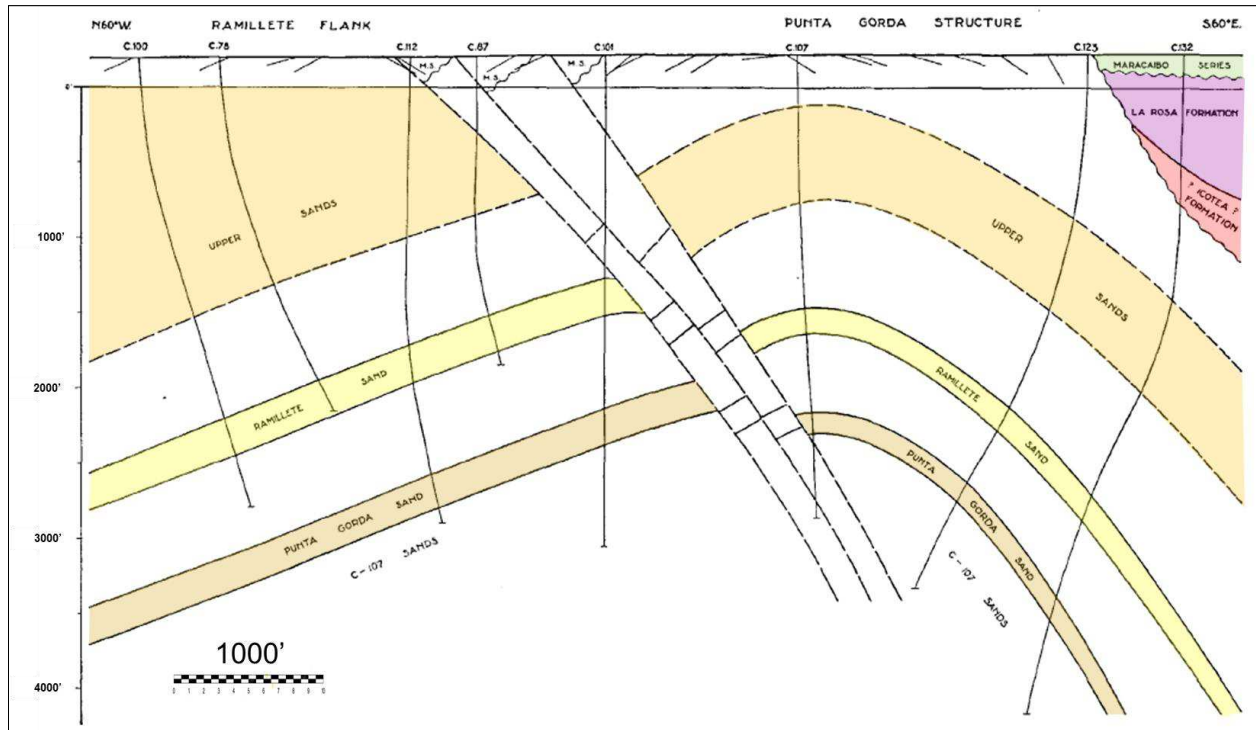


De todas las arenas que componen la Formación Misoa, las de los Miembros Ramillete y Punta Gorda son las más prolíficas. En Ramillete, se llegaron a obtener caudales superiores a 1000 barriles por día. En el área de Los Lanudos, considerado por unos como parte del campo La Concepción, aunque para otros es un campo de gas, el yacimiento Eoceno lo constituye el Miembro Areniscas Superiores. Se localiza a una profundidad de 1200-3100 pies (366 y 946 metros).

La estructura del Eoceno, en general, es de un anticlinal de rumbo aproximado SO-NE, paralelo a la orientación estructural del área, cortado por fallas que lo dividen en bloques menores. En Los Lanudos, la estructura es un anticlinal asimétrico con suave buzamiento, máximo de 5° al noreste, que sigue el *trend* regional y es subparalelo a las otras estructuras del campo. Ambas estructuras se encuentran afectadas por tectónica transpresiva.

**Figura 5.** Columna Estratigráfica simplificada del oeste del Lago de Maracaibo, en la región de Mara-La Paz-La Concepción (1953). La producción de los campos situados al oeste del Lago de Maracaibo, provenía principalmente de la secuencia mixta de areniscas y calizas de la Formación Guasare, de las areniscas de la Formación Concepción (Misoa) y de las calizas del Grupo Cogollo, como lo resalta el autor (Mencher et al., 1953 en Boletín AAPG Vol. 37, No. 4 Abril 1953, p 723)

Las trampas eocenas en general, están constituidas por bloques estructurales levantados limitados por fallas normales orientadas NO-SE y NE-SO, y también fallas inversas con rumbo NE-SO (Fig. 6). Los sellos de los reservorios en cada bloque están constituidos por lutitas intercaladas entre las arenas



**Figura 6.** Sección Esquemática NO-SE, del norte del área y sobre las estructuras de Ramillete y Punta Gorda, mostrando la configuración estructural del Eoceno en el campo La Concepción (para ubicación de la sección remitirse a la Figura 3; la escala vertical es igual a la escala horizontal). Modificado del original de P. de Schumacher, en CARIBBEAN PETROLEUM COMPANY STAFF (CPCo). 1948. *Oil Fields of Royal Dutch-Shell Group in Western Venezuela., AAPG Bulletin, Volume 32, number 4, p 585-596.*

El yacimiento Eoceno alcanzó su producción máxima en 1931, donde acumuló 4.57 MMbbls. Para 1945 la producción había descendido a 1.36 MMbbls anuales con 93 pozos abiertos, de los cuales tres estaban en flujo natural y 90 en bombeo (CPCo, 1948). La perforación en el Eoceno prosiguió, la producción del campo disminuyó, y ya en 1947 el rendimiento diario por pozo había disminuido a 30 barriles.

En la estructura de Los Lanudos, las arenas superiores del Eoceno producen gas. Si bien la estructura fue perforada en 1947 por el pozo C-147, el descubrimiento del campo se atribuye al pozo C-152, perforado en 1952 y abandonado 10 años después. La perforación sucesiva y testeo de pozos confirmó que las capas eran portadoras de gas; sin embargo, su producción apenas se inició en 1982.

## EL CRETÁCICO SALVADOR

Para mediados del siglo XX, La Paz-Mara eran las acumulaciones Cretácicas más importantes del país. El resto de campos, incluso del occidente, contenía pequeñas reservas o eran económicamente marginales.

La Paz fue el segundo campo petrolero descubierto en esta región del lago, después del Campo El Totumo, e incluso fue uno de los más importantes de la cuenca por el hallazgo en 1944 del gran yacimiento Cretácico. El Campo de Mara,

anteriormente denominado Campo Tetones, confirmó el gran potencial del Cretácico, con la perforación del pozo DM-2, en 1945. La Paz y Mara, presentaban similares características geológicas, tanto estructurales como estratigráficas. Ambos se ubicaban en el mismo *trend* estructural del Campo La Concepción y a escasos 30 kilómetros de éste.

Si bien varios campos localizados más al sur de La Paz eran poco productivos, la baja productividad y menor porosidad y permeabilidad de la sección Cretácica, se atribuía a que las estructuras, aunque estaban plegadas y falladas, no desarrollaron un grado de fracturamiento comparable al de La Paz y Mara y además, porque la secuencia carbonática Cretácica se hacía más lutítica hacia el sur.

Durante el período comprendido de 1940 a 1950, las actividades de exploración y producción en el Campo La Concepción mantuvieron un ritmo intenso. En ese lapso fueron perforados 42 pozos que le permitieron a la VOC llegar a 149 pozos en toda el área, la mayoría de ellos activos. El nivel de producción estuvo por encima de los 100 mil barriles mensuales de crudo, es decir, alrededor de 3.300 barriles diarios. Entre el Campo La Concepción y el Campo La Paz la producción consolidada era de 100 mil barriles diarios.

Con los resultados exitosos de La Paz y Mara, la profundización de pozos al Cretácico en La Concepción no se hizo esperar. Su cercanía a estos campos y su ubicación dentro

del mismo contexto geológico del área apoyó la decisión, muy a pesar de que había que perforar hasta 12000 pies, unos 6000 pies más que en los pozos del Eoceno y unos 7000 pies más de la profundidad a la cual se encontraba el cretácico en los campos vecinos de Mara-La Paz.

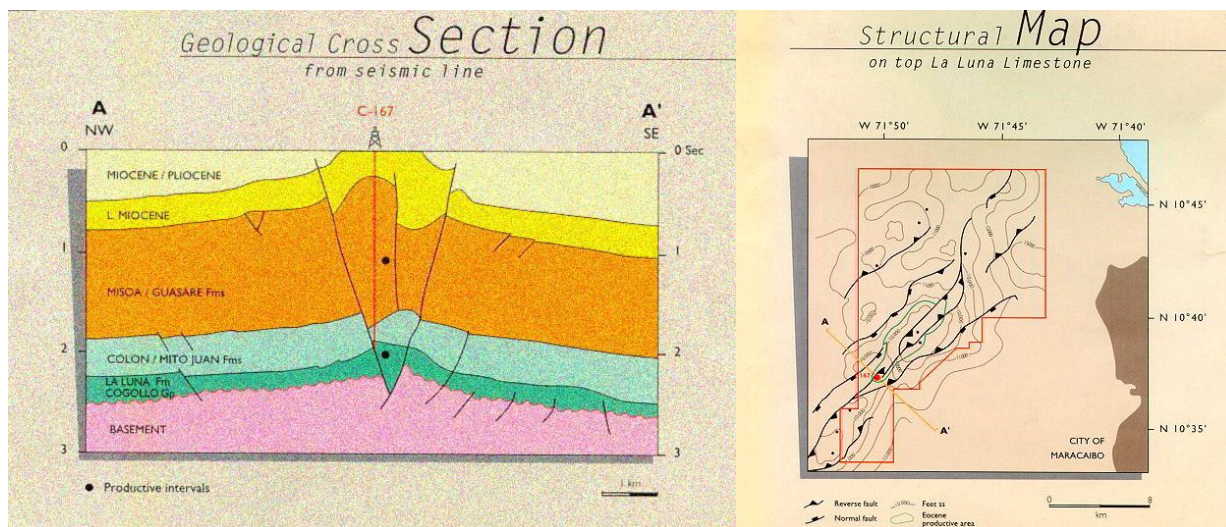
En 1948, la VOC clasificó al Campo La Concepción como Distrito. Fue el año en el que la empresa descubrió una “acumulación Cretácica en el pozo C-148, con alta gravedad de petróleo liviano”. El C-148 se había estado perforando desde el 28 de junio de 1946 y se convirtió en uno de los pozos con mayor capacidad de producción en el área durante toda su historia. El pozo arrancó con una tasa inicial de 1700 bpd de crudo de 35°API, una cifra que superaba con creces los 30 bpd que producían en promedio los pozos del campo en 1947. Este solo pozo acumula a la fecha 17.1 MMBls.

Ese yacimiento profundo afortunadamente revitalizó el campo, ya que los pozos eocenos, a pesar de que mostraban una alta tasa inicial, declinaban muy rápido y había que acudir tempranamente al bombeo. Muchos pozos, además, eran cerrados por la alta relación gas-petróleo.

A partir de agosto 1952 se empiezan a ver los resultados de los pozos Cretácicos. El campo aumentó su producción de unos 3300 bpd promedio de los primeros 7 meses del año, a más de 11.400 bpd en los últimos cinco meses. Este “plateau” de producción por encima de 10.000 bpd se mantuvo hasta mediados de la década de 1960 cuando la producción comienza a declinar notable y progresivamente.

El Cretácico productivo de La Concepción lo representa el Grupo Cogollo., subdividido en las siguientes formaciones, de base a tope: Apón, Lisure y Maraca. La Formación Apón está a la vez dividida en tres miembros: Tibú, basal; Machiques, medio y Piché, superior. El Grupo Cogollo representa una plataforma carbonática somera de edad Albiense-Aptiense (LEXICO ESTRATIGRAFICO DE VENEZUELA, 1997, Versión Digital Agosto 2021, p. 290-292). En su conjunto, de acuerdo a correlaciones de pozos, tiene un espesor aproximado de 1100 pies, distribuidos como se indica: 80 pies en Maraca, 500 pies en Lisure y 520 pies en Apón. Miller *et al.* (1958), indicaron que la columna de petróleo, considerando la producción del flanco y del basamento, alcanza 7.000 pies en La Paz y 6.000 pies en Mara, pero que es mucho menor en La Concepción y Sibucara, este último campo ubicado unos pocos kilómetros al este, en el mismo contexto tectono-estratigráfico regional y en un alineamiento estructural subparalelo al de La Concepción.

La Figura 7 muestra un corte NO-SE, basado en sísmica en tiempo, que pasa por el pozo profundo C-167 y un mapa estructural, al tope de la Formación La Luna, del Campo La Concepción. La sección sísmica muestra la configuración tanto para el Eoceno como para el Cretácico. Se distingue una estructura plegada, levantada, y en “flor”, limitada y seccionada por fallas. Se observa como parte de la sección del Mioceno está erosionada en las inmediaciones del pozo. En el mapa, se muestra la ubicación de la línea sísmica. La estructura sigue la tendencia regional SO-NE observada en otros campos de la Cuenca de Maracaibo.

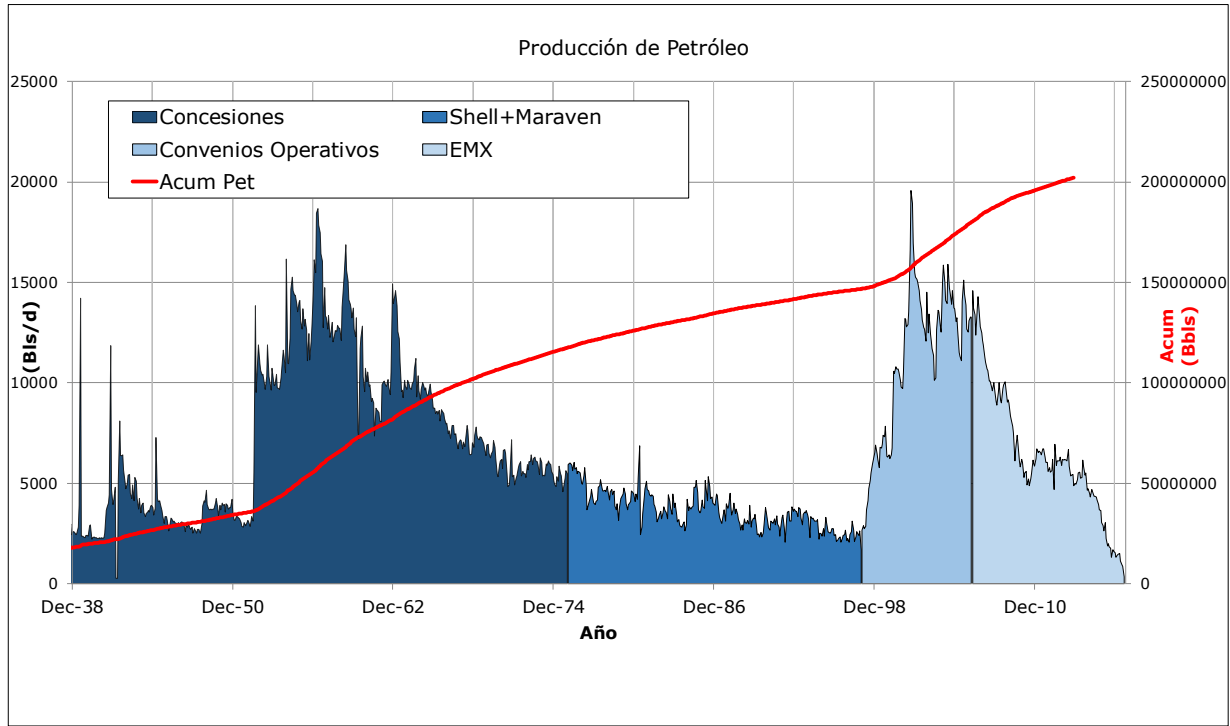


**Figura 7.** Interpretaciones iniciales del Campo La Concepción: sección sísmica NO-SE en tiempo pasando por el pozo cretácico C-167 (izq) y mapa estructural al tope de la Formación La Luna (der). La sección muestra un anticlinal intensamente plegado, fallado y levantado, donde parte de la sección del Mioceno está ausente por erosión. En el mapa (derecha), se muestra la ubicación de la línea sísmica. La estructura es un elongado anticlinal fallado que sigue la tendencia regional SO-NE observada en otros campos de la Cuenca de Maracaibo. (Archivo de pozo C167, Autor Shell, Circa 1957-1962)



Para 2016, se habían perforado 284 pozos con objetivo en las arenas de la Formación Misoa del Eoceno y 61 pozos profundos en las unidades Cretácicas, incluyendo 4 pozos al basamento granitoide. El acumulado total de petróleo del campo es 206.79 MMbbls, de los cuales 86.29 corresponden al Eoceno y 120.5 MMbbls al Cretácico-Basamento (Fig. 8). Este último reservorio, “el basamento”, ha producido por si solo 10 MMbbls, desde su descubrimiento fortuito en el año 2003.

Las razones de tan alta producción se atribuyen a que ambos yacimientos están naturalmente fracturados, producto de la alta deformación, fallamiento y fracturamiento a la que han estado sometidos, mucho más la sección Cretácica, compuesta mayormente por calizas duras, masivas y densas.



**Figura 8.** Producción acumulada de petróleo del Campo La Concepción al año 2016, incluye Eoceno y Cretácico-Basamento. La producción del Eoceno se contabiliza anualmente desde el año 1937, no hay registros anteriores a esa fecha. Para el Cretácico, la producción se inició en 1948. En la gráfica se logran distinguir varias etapas de la vida productiva del campo. En el periodo 1924-1948 la producción es exclusivamente del Eoceno. Entre 1950-1960 el campo se encontraba en pleno apogeo con los dos yacimientos en sus niveles de producción máximos. Desde 1965 al 1997, se observa una declinación franca por cese de las actividades e inversión. En 1998 se inician los convenios operativos, lo cual se traduce en un incremento notable de la producción por cambio en las estrategias, inversiones y mantenimiento. Se alcanzan los máximos históricos. A partir de 2006 cambia el tipo de negocio, ahora lo opera la empresa mixta. Una etapa de descenso abrupto de la producción, por el cese de inversiones y del mantenimiento. La acumulada histórica de producción del campo supera los 200 millones de barriles (Fuente: archivos Producción Petrowayuu 2016)

## LOS MODELOS GEOLÓGICOS EN EL TIEMPO

En el Campo La Concepción, ante la ausencia de manaderos y por los pocos indicios topográficos que reflejaran la existencia de grandes estructuras anticlinales en el subsuelo, y si bien tempranamente se interpretó la existencia de un anticlinal fallado, una de las primeras tareas fue construir un modelo geológico para confirmar y ajustar la estructura, delimitar el yacimiento y para la ubicación de los pozos.

La cercanía a los campos del Distrito Mara, y a otros sitios del piedemonte de la Serranía de Petijá, ricos en menes de grandes dimensiones, siempre atrajo la atención hacia esta zona. Las primeras interpretaciones del subsuelo indicaron una estructura anticlinal, cuya cresta estaba rodeada por sedimentos

miocénicos y presentaba la sección del Eoceno muy cercana a la superficie (Caribbean Petroleum Company Staff, 1948). Esta observación fue corroborada por Sutton (1946) quien señaló que sedimentos del Eoceno Superior (Formación Las Flores o su equivalente Paují) afloran en las crestas de estructuras del Distrito de Mara y se encuentran ligeramente debajo de la superficie en el Campo La Concepción en el Distrito de Maracaibo. Excavaciones de prueba (*test pits*) en las crestas de las pocas lomas del área, revelaron la presencia de un anticlinal fallado y además de restos de petróleo y asfalto (Hopkins y Wasson 1929).

En los inicios, la mayor parte de la información estructural conocida procedía de las unidades superiores someras y de la correlación con registros eléctricos y datos bioestratigráficos

(Caribbean Petroleum Company Staff, 1948). Datos de sísmica 2D regional fueron incorporándose a las interpretaciones del Eoceno. La perforación de pozos profundos y el avance de la exploración permitió actualizar paulatinamente el modelo estructural de yacimiento a partir de la nivelación y mapeo de las capas terciarias.

Del reservorio Cretácico se conocía poco, salvo los antecedentes recientes del Campo La Paz. Varias de las cinco estructuras identificadas no habían sido plenamente exploradas, por lo que uno de los primeros trabajos fue conformar la estructura del yacimiento. Esto permitió ver la relación que existía entre las fallas que cortaban los bloques en las crestas y flancos, con las acumulaciones de petróleo.

Este modelo estructural, utilizado por las subsidiarias de Shell entre 1940-1970, que provenía de interpretaciones regionales, y generado mucho antes de contar con la sísmica 2D local, funcionaba y daba buenos resultados, en especial en el flanco norte, en la estructura de Los Teques.

El 7 de mayo de 1953 en Toronto, Canadá, el grupo Royal Dutch Shell registra a la Compañía Shell de Venezuela a la cual le son transferidos los activos de la Shell Caribbean y la Venezuelan Oil Concesion (VOC), consolidando de este modo todas las actividades en los campos en tierras zulianas (Fronjosa 2018).

Con el tiempo se fueron refinando los modelos. Entre 1979 y 1982, Maraven realizó un levantamiento de 1100 km de líneas sísmica 2D de detalle adquiridas en cuatro campañas: 1979, 1982, 1983 y 1985, con cobertura en toda el área, con objetivo Eoceno y de regular a pobre calidad, de las cuales, en 1998-1999, fueron reprocesadas 35 líneas (Cardozo *et al.*, 2002).

En los Lanudos, esta sísmica permitió interpretar y definir la estructura sobre la cual se basó la campaña de perforación de pozos 1981-1983 (Sánchez, 1993).

La sísmica 2D reprocesada permitió ubicar nuevos lugares para perforar algunos pozos con menor riesgo geológico, casi todos productivos, que aportaron además valiosa información desde el punto de vista estructural, sedimentológico y operativo, y especialmente para el mapeo del Miembro Socuy, crítico para la definición de la morfología estructural Cretácica. El Miembro Socuy, constituye el primer intervalo de calizas del Cretácico, y representa fielmente la morfología de los yacimientos Cretácicos infrayacentes. Sísmicamente es un horizonte fuertemente reflexivo, de alta amplitud y continuidad, muy notable y correlacionable. Marca el abrupto contraste acústico entre las lutitas masivas de las Formaciones Colón y Mito Juan y las calizas de la Formación La Luna y el Grupo Cogollo. Otro reflector utilizado fue el de basamento, también de fuerte amplitud y continuidad.

Entre octubre 1999 y junio 2000, se adquirieron 376 km<sup>2</sup> de sísmica 3D, cuyo procesamiento finalizó en noviembre 2000. La adquisición de la sísmica 3D formó parte del nuevo plan de desarrollo del campo y fue el paso siguiente, especialmente

luego de los resultados obtenidos con el reprocesamiento de la sísmica 2D, que permitieron advertir el potencial de la imagen sísmica.

Para el yacimiento Cretácico, la sísmica 3D varía de buena a regular calidad en todo el campo, no así para el Eoceno, donde la imagen es de inferior calidad y menor resolución, especialmente hacia la estructura norte. En esta zona, y como resultado de las dificultades en la adquisición y por la complejidad estructural, las reflexiones son discontinuas, menos coherentes, más ruidosas, y difíciles de interpretar, mucho más dentro de la estructura levantada, donde se localiza el yacimiento principal. La resolución sísmica e interpretación del Eoceno mejora en la periferia de la estructura (Marchal *et al.*, 2003, Sánchez *et al.*, 2003).

En el área norte del campo, debido a la pobre relación señal-ruido, manifestado como una pérdida de continuidad de los reflectores como consecuencia de la adquisición, y en menor proporción, a condiciones geológicas de subsuelo, todo por encontrarse parte del yacimiento en el subsuelo ubicado debajo del centro poblado y urbanizado (Fig. 9), la imagen de la sísmica 3D resultó de inferior calidad a niveles del Eoceno, no así para el Cretáceo. A las dificultades de la adquisición se le añadieron los reclamos posiblemente injustificados de los pobladores de La Concepción por puestos de trabajo e “indemnizaciones” por “ruido y vibraciones”, contaminación, “stress” de los animales y deterioro de sus viviendas.



**Figura 9.** Adquisición sísmica 3D Campo La Concepción (1999-2000). La fotografía muestra el paso de un camión vibroseis por el poblado de La Concepción. Por encontrarse el yacimiento en el subsuelo justo debajo del poblado en el área Concepción Norte, la imagen de la sísmica 3D resultó de inferior calidad a niveles del Eoceno. Esta situación no solo influyó en la interpretación, sino que vino acompañada de los reclamos vecinales por puestos de trabajo e indemnizaciones por ruido, contaminación, afectación al ganado y deterioro de las viviendas (Fuente: Pecom 2002).

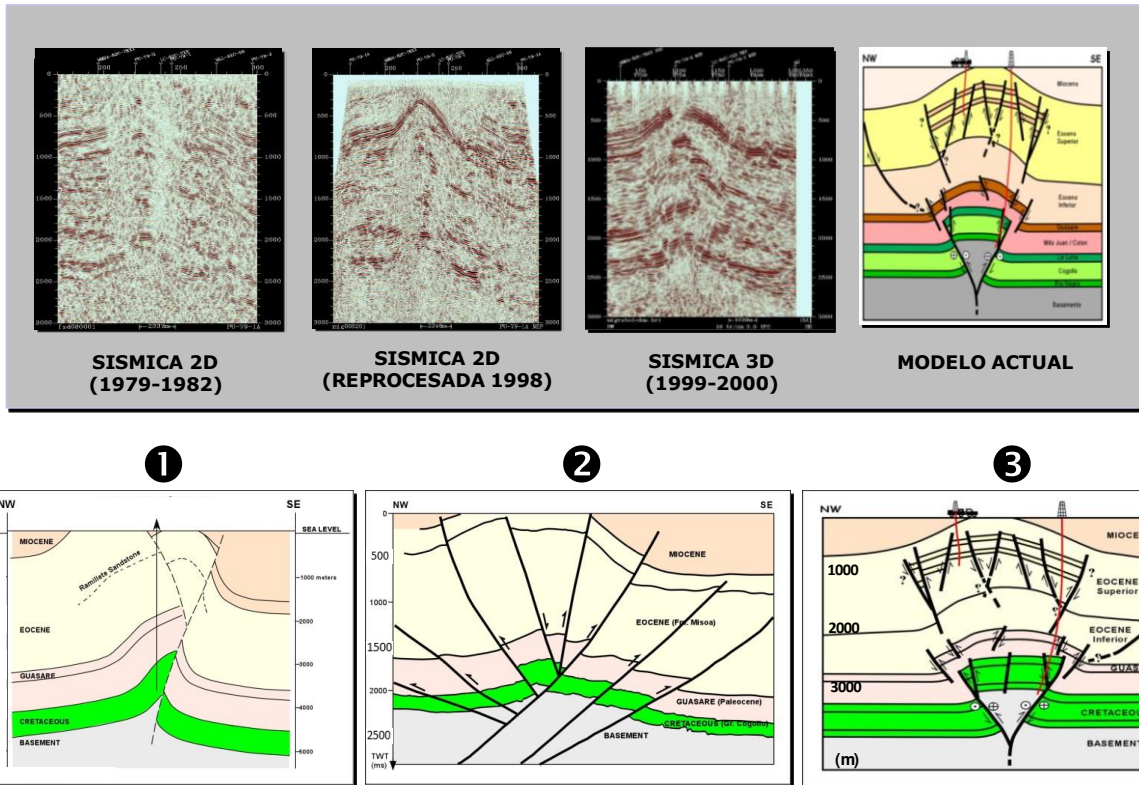
El entrapamiento de los yacimientos tanto del Eoceno (Formación Misoa) como del Cretácico (Grupo Cogollo), e incluso del Basamento, es de tipo estructural y sigue las tendencias regionales observadas en la Cuenca de Maracaibo. Los pliegues y bloques levantados se limitan por fallas inversas

de rumbo NE-SO, opuestas entre sí, y buzamiento SE y NO, que involucran el Basamento y se propagan hasta el Eoceno.

Marchal *et al.* (2003) han interpretado, además, fallas menores tanto inversas como normales y de deslizamiento de rumbo, con direcciones preferenciales O-E, NO-SE, N-S, respectivamente. Postulan además, que la deformación dominante es el resultado de tectónica transpresiva.

La Figura 10 muestra como ha sido la evolución del modelo estructural del campo en el tiempo y con la resolución sísmica.

El modelo N° 1 de Mencher *et al.* (1953), interpretado con líneas sísmicas 2D regionales era el utilizado entre 1924 y 1979 para la perforación de pozos tanto con objetivo Eoceno como Cretácicos. La sísmica 2D registrada en el período 1979 y 1982 se empleó para la construcción del modelo N° 2, una flor de muchas fallas. El modelo N° 3, actual, se obtuvo, inicialmente, con datos sísmicos mejorados procedentes del reprocesamiento de la sísmica 2D en 1998-1999 y, finalmente, con sísmica 3D adquirida y procesada en 1999-2000.



**Figura 10.** Evolución del Modelo Estructural con la resolución sísmica. El modelo N° 1 de Mencher *et al.* (1953), derivado de líneas sísmicas 2D regionales era el modelo interpretado en las décadas 1940-1950 para la perforación de pozos con objetivo principalmente del Eoceno. El modelo N° 2 era el utilizado por Maraven al momento de la transferencia de operaciones a Pecom-Petrobras en 1998. Fue construido con sísmica 2D registrada en el período 1979-1982 (Informe Situación Actual, PECOM 1998). El modelo N° 3, actual, se obtuvo, inicialmente, con datos sísmicos mejorados procedentes del reprocesamiento en 1998-1999 de la sísmica 2D y, finalmente, con sísmica 3D adquirida en 1999-2000 (Marchal *et al.* 2002).

El Campo La Concepción está formado por un anticlinal asimétrico, fallado rumbo NNE-SSO con promedio de 20° de buzamiento en el flanco Oeste y promedio de 45° en el flanco Este. Dicho anticlinal se encuentra seccionado por un sistema de fallas longitudinales y transversales, las cuales dividen al campo en varios bloques, algunos de ellos, estructuralmente independientes pero que constituyen parte de la misma unidad productora o yacimiento. En general, el Campo La Concepción está compuesto por tres bloques plegados: Cretácico Sur, Norte y Los Lanudos, limitados y levantados por fallas inversas de dirección general NNE-SSO y separados entre sí por áreas bajas.

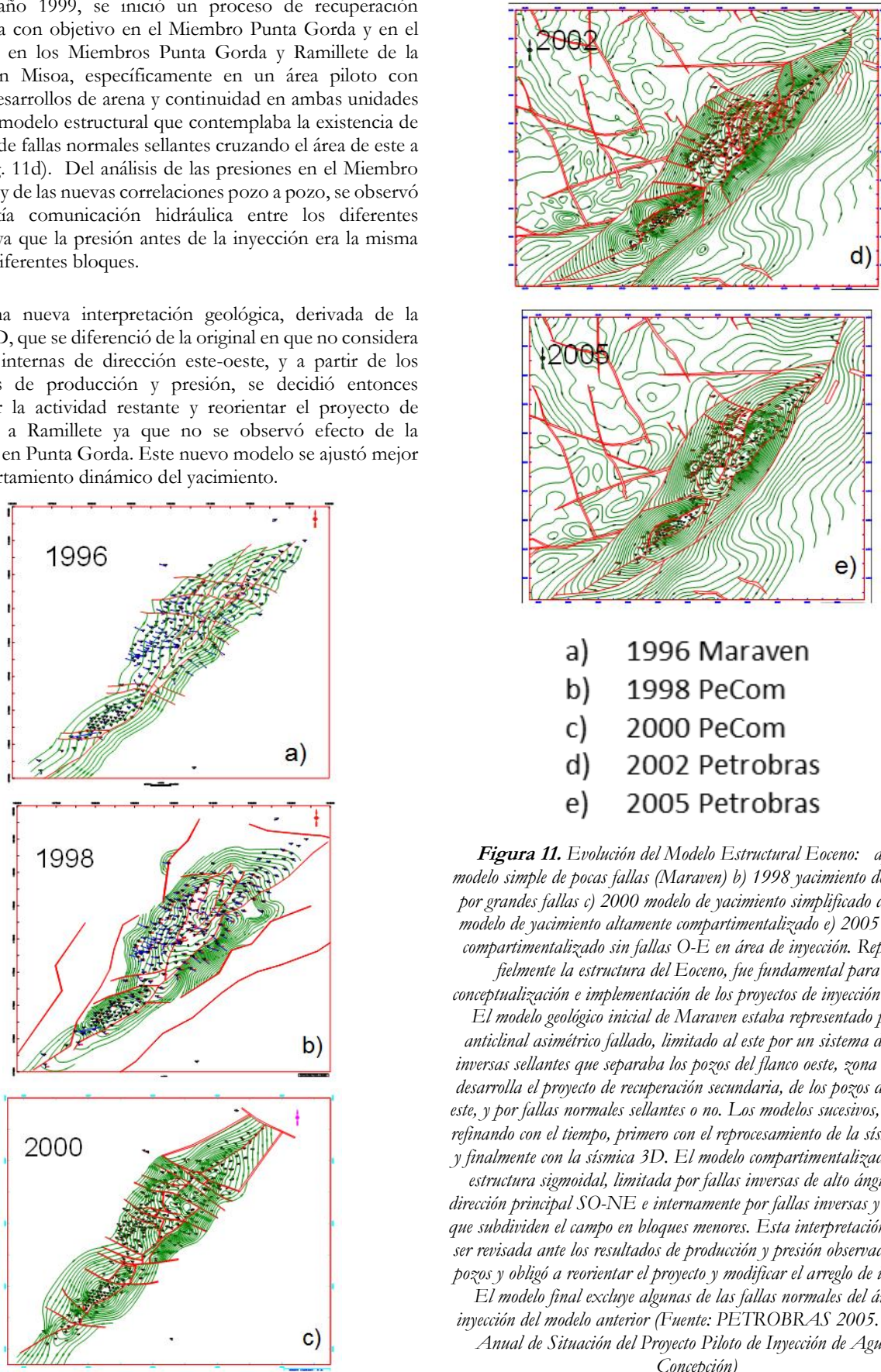
Otras estructuras menores se han identificado al oeste del campo, representan cierres estructurales limitados al sur por fallas inversas. Algunos son la extensión de las estructuras conocidas.

En el Eoceno, las fallas que limitan los bloques se comportan prácticamente como sellos, interpretado por las notables diferencias de presión entre bloques adyacentes. En el Cretácico las fallas, en general, son vías de drenaje y bloques adyacentes presentan presiones similares. En el basamento se observa un comportamiento semejante al Cretácico. Los mecanismos de drenaje de los reservorios Eoceno y Cretácico son diferentes.



En el año 1999, se inició un proceso de recuperación secundaria con objetivo en el Miembro Punta Gorda y en el año 2001 en los Miembros Punta Gorda y Ramillete de la Formación Misoa, específicamente en un área piloto con buenos desarrollos de arena y continuidad en ambas unidades y con un modelo estructural que contemplaba la existencia de una serie de fallas normales sellantes cruzando el área de este a oeste (Fig. 11d). Del análisis de las presiones en el Miembro Ramillete y de las nuevas correlaciones pozo a pozo, se observó que existía comunicación hidráulica entre los diferentes bloques, ya que la presión antes de la inyección era la misma para los diferentes bloques.

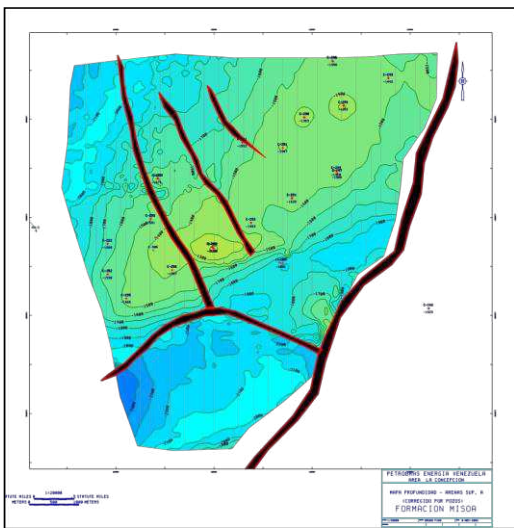
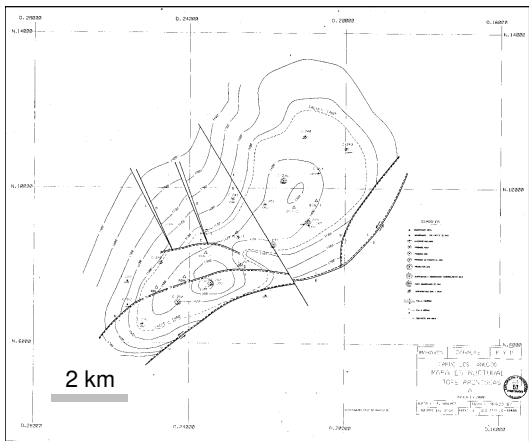
Con una nueva interpretación geológica, derivada de la sísmica 3D, que se diferenció de la original en que no considera las fallas internas de dirección este-oeste, y a partir de los resultados de producción y presión, se decidió entonces suspender la actividad restante y reorientar el proyecto de inyección a Ramillete ya que no se observó efecto de la inyección en Punta Gorda. Este nuevo modelo se ajustó mejor al comportamiento dinámico del yacimiento.



**Figura 11.** Evolución del Modelo Estructural Eoceno: a) 1996 modelo simple de pocas fallas (Maraven) b) 1998 yacimiento delimitado por grandes fallas c) 2000 modelo de yacimiento simplificado d) 2002 modelo de yacimiento altamente compartimentalizado e) 2005 Modelo compartimentalizado sin fallas O-E en área de inyección. Reproducir fielmente la estructura del Eoceno, fue fundamental para la conceptualización e implementación de los proyectos de inyección de agua. El modelo geológico inicial de Maraven estaba representado por un anticlinal asimétrico fallado, limitado al este por un sistema de fallas inversas sellantes que separaba los pozos del flanco oeste, zona donde se desarrolla el proyecto de recuperación secundaria, de los pozos del flanco este, y por fallas normales sellantes o no. Los modelos sucesivos, se fueron refinando con el tiempo, primero con el reprocesamiento de la sísmica 2D y finalmente con la sísmica 3D. El modelo compartimentalizado es una estructura sigmoidal, limitada por fallas inversas de alto ángulo con dirección principal SO-NE e internamente por fallas inversas y normales que subdividen el campo en bloques menores. Esta interpretación hubo de ser revisada ante los resultados de producción y presión observados en los pozos y obligó a reorientar el proyecto y modificar el arreglo de inyección. El modelo final excluye algunas de las fallas normales del área de inyección del modelo anterior (Fuente: PETROBRAS 2005. Informe Anual de Situación del Proyecto Piloto de Inyección de Agua-La Concepción)

Para Los Lanudos, la interpretación inicial, basada solo en datos de pozos, era la de un anticlinal asimétrico fallado, interpretación que se ajustaba permanentemente con la perforación de nuevos pozos. En 1987, con sísmica 2D, Maraven interpretó la existencia de fallas inversas tanto para niveles Cretácicos como para el Eoceno y de un bajo estructural que la separaba de la estructura levantada de San Ignacio (Sánchez, 1993).

El nuevo modelo traía consigo una fuerte componente compresiva y de transcurrencia. Mostraba un anticlinal seccionado por fallas de rumbo noroeste-sureste que la dividían en bloques y limitado por un gran sistema de fallas inversas y transcurrentes hacia su flanco sureste (Fig. 12).

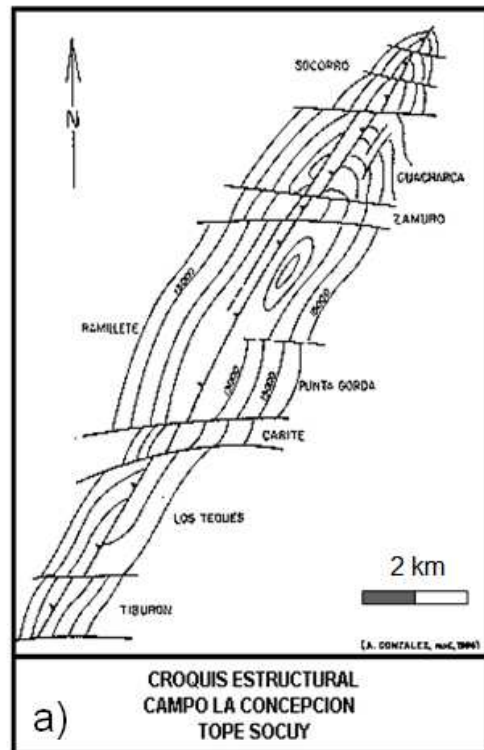


**Figura 12.** Evolución del Modelo Estructural Los Lanudos (Ref. Tope de las Arenas "A" de la Formación Misoa). El modelo de la izquierda, construido por Maraven en 1987 con sísmica 2D, es un anticlinal limitado hacia el este por un sistema de fallas inversas que lo separa de las otras estructuras principales del campo. Internamente está seccionado por fallas normales. El modelo de la derecha, del año 2003, aunque muy similar en geometría, fue interpretado con sísmica 3D y corregido con datos de pozos (Marchal et al 2003), representa un bloque contraccional limitado al sureste por una falla inversa y al oeste por una zona de fallas transcurrentes y está afectado por fallas secundarias normales.

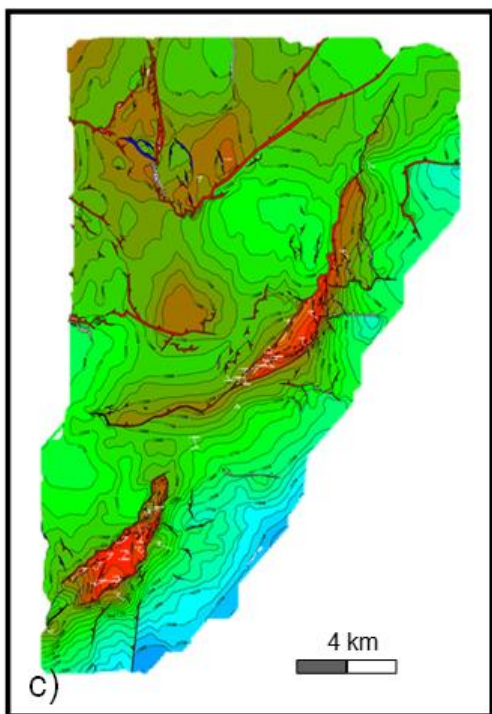
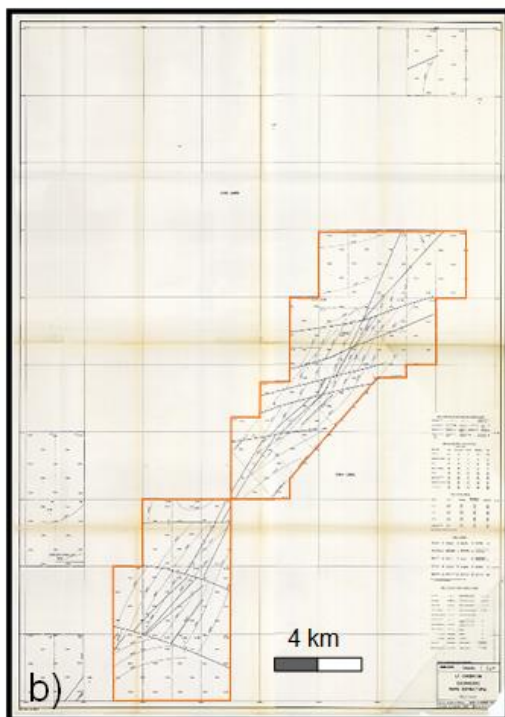
La interpretación actual del Campo La Concepción profundo, incluyendo Los Lanudos, y resultante del análisis de la sísmica 3D, es de tres estructuras principales de rumbo NE-SO separadas entre sí por bajos estructurales (Fig. 13). Las estructuras sur y central son estructuras positivas delimitadas por grandes fallas inversas opuestas. Su origen se atribuye a fallamiento transpresivo. Una tercera estructura positiva que buza al NNO se encuentra al norte del campo en la zona de Los Lanudos. Todas las estructuras están afectadas por fallas secundarias y plegamientos, relacionados a fallas, mucho más pronunciados en la cresta de las mismas (Marchal et al., 2002).

La estructura de Los Lanudos está limitada al Sureste por una falla inversa mayor y, al Oeste, por una zona compleja de interacción entre un sistema de fallas transcurrentes y un sistema de fallas inversas. La interacción de estos sistemas de fallas define un bloque estructural compresional, poco levantado pero extenso arealmente, de tipo homoclinal, buzando suavemente hacia el NNO. La falla inversa principal que limita la estructura, presenta un salto menor (aproximadamente 1000 pies) que las del Cretácico Sur y del Cretácico Norte. La estructura Cretácico Los Lanudos está afectada principalmente por fallas secundarias de tipo normal.

La deformación y el fallamiento es más pronunciada en los reservorios Cretácicos, más profundos. El fallamiento masivo y una deformación intensa son claramente visibles por sísmica 3D. La estructura del Eoceno se interpreta como la expresión somera y deformada de la estructura del Cretácico, y se superpone sobre ella (Marchal et al. 2002, 2003; Porras et al. 2005).







**Figura 13.** Evolución del Modelo Estructural Cretácico. a) Modelo simple continuo 1944 (A. González, L.E.V.). Este modelo inicial se interpreta como una estructura anticlinal atravesada en toda el área por una falla inversa de dirección NE dividiéndola en dos flancos b) Modelo 1974 Maraven. Se interpretan estructuras separadas y bloques individuales. Muy similar al anterior, con cambios en la orientación de las fallas secundarias c) Modelo 2003 de Petrobras de zonas de solapamiento transpresivo en echelon, afectadas por fallamiento con el desarrollo de estructuras en flor positivas y bloques levantados (pop ups) y limitadas por fallas inversas mayores (Marchal et al 2003).

## NACIONALIZACIÓN Y NUEVOS ACUERDOS

A las doce de la noche del 31 de diciembre de 1975, la sirena instalada por la Shell en el área conocida como El Tigrito, en la Oficina Principal, fue activada por espacio de 10 minutos para celebrar dos acontecimientos: la llegada del año nuevo y la nacionalización de la industria petrolera por parte del Estado venezolano.

Al día siguiente, es decir, el 1 de enero de 1976, todas las operaciones del campo y el control de las instalaciones pasaron a manos de la empresa Maraven, filial creada por Petróleos de Venezuela que se transformó en la heredera de todos los pozos descubiertos por la Venezuela Oil Concessions y por la Compañía Shell de Venezuela.

Cuando la empresa Maraven asumió el control del campo, La Concepción no era la misma área petrolera de años anteriores. Su potencial desde 1960 venía en franca declinación por lo que es declarado “campo maduro” (Ver Fig. 7). La actividad se fue reduciendo drásticamente toda vez que los esfuerzos se concentraron solamente en poner a producir los yacimientos que preservaban su potencial. Alrededor de 100 pozos son cerrados a la espera de mejores condiciones que permitieran ponerlos nuevamente en actividad.

Esta situación se mantendría así por varios años, salvo en el período del llamado primer “boom petrolero” que abarcó desde 1978-1980, cuando el precio del crudo venezolano pasó inesperadamente de 2 dólares a 32 dólares el barril. Bajo esta coyuntura excepcional, Maraven dispuso que algunos pozos que estaban cerrados fueran reactivados para aprovechar esa ola de precios altos en los mercados internacionales. No obstante, así, la producción del campo no llegó más allá de 8 mil barriles diarios.

En 1981 fueron reiniciadas nuevas perforaciones, pero Maraven descubrió apenas un solo pozo: el C-230. El número de pozos en producción era en ese momento de 60, sin embargo, no hubo mucho entusiasmo en seguir perforando ni reabrir pozos cerrados ya que los fastos dorados del primer “boom” petrolero se fueron desvaneciendo.

Maraven realizó en 1982 nuevas pruebas en el Campo Los Lanudos, un yacimiento de gas descubierto por la Venezuela Oil Concessions en 1947, que está ubicado al noroeste de La Concepción, donde en el año 1952 fue descubierto el pozo C-152. Maraven perforó en esta área los pozos C-231, C-235, C-238 y C-239 obteniendo buenos resultados, incluso, llevó la producción al año siguiente a 22 millones de pies cúbicos de gas. Los esfuerzos para incrementar la producción en La Concepción continuaron en 1988, año cuando luego de varios estudios se visualizó la posibilidad de recuperar alrededor de 80 millones de barriles mediante la inyección de 48 mil barriles diarios de agua.

Para lograr ese objetivo había que superar el problema de la insuficiente disponibilidad de agua en el área. Maraven



adelantó un proyecto que contemplaba la inversión de 170 millones de bolívares de esa época en dos años, a ser distribuidos en 4 pozos inyectores. Era la primera vez que en Venezuela se intentaba utilizar aguas efuentes en la recuperación secundaria de yacimientos naturalmente fracturados.

En 1992, Petróleos de Venezuela inició un programa de reactivación de campos maduros bajo la figura de los convenios operativos. Estos convenios- que formaron parte de la apertura petrolera- permitieron que áreas donde las reservas debían ser extraídas por métodos no convencionales, fueran operados por empresas privadas para que éstas se ocuparan, por cuenta y riesgo, de la inversión, ejecutar las actividades de acondicionamiento de los yacimientos y de la construcción de la infraestructura, recibiendo a cambio una parte porcentual de la producción.

El Campo La Concepción fue incluido en este programa de reactivación luego de un proceso de licitación que ganó la empresa argentina Pérez Companc, la cual comenzó a reactivar los viejos pozos en el año 1996. La citada empresa operó el campo hasta el 2001 al transferir sus derechos de participación a la brasileña Petrobras. En este período se alcanza el record histórico de producción diaria en el campo, de 19567 barriles en Enero 2001.

El 31 de marzo de 2006, el Estado venezolano firmó con 17 empresas petroleras nacionales e internacionales la migración a Empresas Mixtas de los antiguos convenios operativos firmados en el marco de la apertura petrolera, amparado en una reforma que al respecto se le hizo a la Ley Orgánica de Hidrocarburos. Como resultado de este proceso fue creada la empresa Petroway S.A., la cual actualmente se encarga de las operaciones del Campo La Concepción. Esta empresa está conformada por la Corporación Venezolana del Petróleo (CVP), filial de Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), que posee el 60 por ciento de las acciones, por la argentina Pampa Energía (antes Petrobras, de Brasil) propietaria del 36 por ciento de las acciones, y por Williams Internacional Oil & Gas Limited, que tiene una participación del 4 por ciento.

La producción acumulada histórica de petróleo, en las distintas etapas que vivió el campo hasta 2016, bajo diferentes operadores y forma de negocios, se resume como se indica: 146.8 MMbbls en el período 1924-1997 (Concesiones+Shell+Maraven), 33.44 MMbbls durante 1998-03/2006 (Convenios Operativos) y 26.21 MMbbls desde 04/2006-2016 (Empresa Mixta) totalizando 206.41 MMbbls (Fig 8).

## CONCLUSIONES

Después de casi un siglo de historia, que incluye la transformación, en los inicios, de una sociedad rural en petrolera, y el inevitable, pero necesario, regreso, por la merma de la producción del campo, a las labores agropecuarias originales, ampliada hoy a una variada y múltiple actividad

comercial, La Concepción mantiene ese mismo entusiasmo con el cual las cuadrillas pioneras anunciaron los primeros barriles de petróleo.

Esa larga historia petrolera esconde también el replanteo en los objetivos geológicos y de producción, como el del Eoceno al Cretácico y como consecuencia de la declinación de producción; el tránsito por varias compañías operadoras, entre ellas: VOC, Caribbean Petroleum Company, Dutch-Shell, Maraven, Perez-Companc, Petrobras, Pampa Energía, CVP, PDVSA, Petrowayuu y otros; diversos tipos de contratos y esquemas de negocios, cambios en la participación e inversiones, en el manejo administrativo, de gestión y operación y mantenimiento del campo; diferentes escenarios de producción y hasta de la condición socio-política del país. El campo sobrevivió incluso la depresión y las crisis económicas dejadas por dos guerras mundiales. ¡Un sinfín de situaciones debió afrontar este campo maduro!

La Concepción ha tenido la gran suerte de que el descenso de la producción petrolera no amenazó su supervivencia. Si bien no es el campo petrolero de los años 40, 50 y 60 del siglo pasado, es, en cambio, una comunidad abierta que posee cualidades que van más allá de la explotación del oro negro. Su nombre permanece como parte del legado petrolero venezolano.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su agradecimiento a la Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat por la aceptación y publicación de este artículo en su tan prestigioso boletín. Gracias inmensas al Dr Franco Urbani, por sus acertados comentarios y recomendaciones pre-editoriales y a dos árbitros, en este caso anónimos, por sus constructivas críticas y observaciones.

## REFERENCIAS y CITAS

- ARCHIVO DEL POZO C-167 (PDVSA/Petrowayuu)
- ARNOLD R., G.A. MACREADY and T. W. BARRINGTON. 1960. *Primeros Pasos, Venezuela Petrolera 1911-1916*, en Andres Duarte Vivas (Editor), Fundación Editorial Trilobita, Primera Edición en español 2008, 376 pp.
- ARNOLD R., G.A. MACREADY and T. W. BARRINGTON. 1960. *The First Big Oil Hunt, Venezuela - 1911-1916*. Vantage Press, New York, 353 pp.
- CARDOZO L., E. FERRO, D. MARCHAL, R. SANCHEZ, M. VIGNALI y F. OBREGON. 2002. *Modelaje Sísmico de una Zona Estructuralmente Compleja y Sísmicamente Ruidosa, en la Cuenca de Maracaibo, Campo La Concepción, Venezuela*. Memorias XI Congreso Venezolano de Geofísica, Caracas.
- CARIBBEAN PETROLEUM COMPANY STAFF (CPCo). 1948. *Oil Fields of Royal Dutch-Shell Group in Western Venezuela*, AAPG Bulletin, Volume 32, number 4, p 585-596.
- CROES H. 1973. *El Movimiento Obrero Venezolano (Elementos para su Historia)*. Ediciones Movimiento Obrero, Caracas 1973, 358 pp.

- DÍAZ AÑEZ V. 2006. *Crónica Petrolera del Zulia 1900-2000*. Grupo Publicitario Editus para Cámara Petrolera de Venezuela, Capítulo Zulia, 188 pp.
- DÍAZ AÑEZ V. 2008. *La Concepción, Crónicas de un Campo Petrolero*. Mercurio Editor para PDVSA Petrowayuu, 120 pp.
- FRONJOSA LASALLE E. 2018. *Auge y Caída de un Petroestado. La Historia de la Industria Petrolera en Venezuela*. Universidad Metropolitana, Caracas, Venezuela. 558 p.
- GACETA OFICIAL 10.222, del 28/02/1907. Recopilación de Leyes y Decretos de Venezuela Tomo XXX, Año de 1907, Edición Oficial, Imprenta Nacional, 1913, p. 41-42, (recopilado por ACADEMIA DE CIENCIAS POLÍTICAS Y SOCIALES, LEYES Y DECRETOS DE VENEZUELA, t. 30 (1907), ACIENPOL, Caracas, 1992, recuperado de www.cidep.com.ve
- GUARIGUATA R.C. 1956. *Campos Petrolíferos del Basamento en el Oeste de Venezuela*. Reporte Interno Shell, p. 21, 18 tablas, 3 figuras, 3 gráficos, 1 anexo. (Presentado al VI Congreso Venezolano de Ingeniería, Valencia, Febrero 1957).
- HOPKINS E.B. y H.J. WASSON. 1929. *Geologic and Economic Notes on Venezuelan Oil Developments*. AAPG Bulletin, 13 (9), pp 1187-1209.
- LEXICO ESTRATIGRAFICO DE VENEZUELA LEV/CODIGO GEOLOGICO DE VENEZUELA. 1997. Portal Web Pdvsa-Intevp (Inactivo)
- LEXICO ESTRATIGRAFICO DE VENEZUELA. 1997 Tercera Edición M.J Editores c.a. Tomos I y II. Ministerio de Energía y Minas. Dirección Sectorial de ServiGeomin, Dirección de Geología, Publicación Especial No.12, Versión Digital Revisado Agosto 2021, 1117 pp.
- LIEUWEN E. 1954. *Petróleo en Venezuela, una historia*. Fundación Editorial El perro y la rana. Ministerio del Poder Popular para la Cultura. Biblioteca Juan Pablo Pérez Alfonzo. 1ª. Edición Digital 2016, 223 pp.
- MARCHAL D., C.E. FERRO y E. PERALTA. 2002. *New Geologic Model for the Cretaceous Reservoir of the La Concepción Mature Oil Field*. AAPG Annual Conference, Poster Session.
- MARCHAL D. y E. PERALTA. 2003. *A Cretaceous Carbonate Reservoir in Transpressional Structures Producing from Fault-Associated Fracture Systems, La Concepción Field (Maracaibo Basin)*. 8<sup>th</sup> International Congress of the Brazilian Geophysical Society SBGF, Rio de Janeiro, Brazil, 14-18 September 2003. Poster Session.
- MARCHAL D., R. SANCHEZ, C. FERRO, L. CARDOZO, E. PERALTA and J. CALDERON, JOSE. 2003. *Integrated Structural Model for the Superposed Cretaceous Fractured Carbonate and Eocene Siliclastic Reservoirs of the La Concepcion Field, Western Venezuela*. AAPG Annual Convention, Salt Lake City, Poster Session. DOI: 10.13140/RG.2.1.4592.8568.
- MENCHER E., H.J. FICHTER, H.H. RENZ, W.E. WALLIS, J.M. PATTERSON, and R.H. ROBIE. 1953. *Geology of Venezuela and its Oil Fields*. AAPG Bulletin, Vol. 37, No. 4, pp 690-777, 39 figs.
- MILLER J.B., K.L. EDWARDS, P.P. WOLCOTT, H.W. ANISGARD, R. MARTIN & H. ANDEREGG. 1958, Habitat of Oil in The Maracaibo Basin, Venezuela, in Habitat of Oil, Am. Assoc. Petroleum Geologists, p. 601-640.
- NORMAN B. LEVENTHAL MAP & EDUCATION CENTER. Map of parts of Venezuela and Colombia. Norman B. Leventhal Map Center Collection. Acceso 02-09-2023 (<https://collections.leventhalmap.org/search/commonwealth:4m90fm17f>)
- PECOM 1998. *Informe de Situación Actual I.S.A.* Reporte Interno Perez Companc. 30 p
- PECOM 2002. *Reporte de Interpretación Geológica Usando la Sísmica 3D-Campo La Concepción*. Reporte para el MEM, 19 p.
- PETROBRAS 2005. *Informe Anual de Situación del Proyecto Piloto de Inyección de Agua-La Concepción*. 30 p. y Anexos
- PETROBRAS/SVG ZULIA. 1ra Excursión Geológica de Campo Sección El Baño-Discordancia Eoceno, Archivos: Guía y Fotos.
- PETROWAYUU. Archivo General
- PETROWAYUU 2016. Archivos de Producción.
- PORRAS J., J. BENITO, V. MACHADO, N. CHIRINOS, E. PERALTA, D. MARCHAL, P. BALSEIRO, I. GONZALEZ, C.E. FERRO y L. OCHOA. 2005. *Subsurface fracture detection using multiple borehole parameters and its application on the carbonate reservoir of La Concepcion field, Western Venezuela*, Seminario de Reservas e Reservatórios Petrobras, Bahia, Brasil.
- SÁNCHEZ MELEÁN J. e I. J. SALAZAR ZAID. 2020. *100 Años de la Actividad Comercial del Petróleo en Venezuela*. Fondo Editorial de la Academia de Historia del Estado Zulia, Venezuela, Primera Edición, 92 pp. DOI:10.3997/2214-4609-pdb.33. Paper67
- SÁNCHEZ NOGUERA F.A. 1993. *Los Lanudos field, Venezuela, Maracaibo Basin, Zulia state*, in N. H. Foster and E. A. Beaumont, compilers, Structural traps VIII: AAPG Treatise of Petroleum Geology, Atlas of Oil and Gas Fields, p. 217-229.
- SÁNCHEZ R., I. NIEVES, D. MARCHAL, G. GOMEZ Y M. GARCIA. 2003. *Optimización del Modelo Volumétrico, Formación Misoa, Eoceno, Campo La Concepción, Venezuela, Aplicando Nuevas Tecnologías de Registros*. VIII Simposio Bolivariano-Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas, Paper 67.
- SUTTON F.A. 1946. *Geology of Maracaibo Basin, Venezuela*. AAPG Bulletin, Volume 30, Number 10, pp 1621-1741.
- TABORDA M. 2016. *Petróleo y Clase Obrera: orígenes de la clase obrera venezolana*. Fondo Editorial UNERMB., 137 pp.
- URBANI F., F. GALARRAGA y J. PEREZ-INFANTE. 2016. *Menes del Flanco Oriental de la Sierra de Perijá, Estado Zulia, Venezuela*. Bol. Acad. C. Fis., Mat. y Nat. Vol. LXXVI. No. 4, Abril-Septiembre, 2016: 9-42.
- ZULOAGA G. 1937. *General Geological Report on the Oilfields of Venezuela*. 2nd World Petroleum Congress, Paris, France, 1, Sect, 1, 319-326. Paper SWPC-2024.