

geología

geología y desarrollo del campo costanero de bolívar

n. d. borger y e. f. lenert

Traducción hecha del Boletín de la Asociación Venezolana de Geología, Minería y Petróleo. Vol. 2, Nº 9 (9-1959) pp. 237 a 256, por E. Márquez P., A. Rodríguez F., y A. Volkenborn E., estudiantes de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad del Zulia.

Resumen:

El Campo Costanero de Bolívar, ubicado en la Cuenca de Maracaibo, en la parte Occidental de Venezuela, es uno de los campos petroleros mayores del mundo. Durante el mes de junio de 1958 su producción alcanzó a un promedio de 1.403.941 barriles de petróleo por día. Al final de 1957 la producción acumulada era de 6.300 millones de barriles, y las reservas restantes se estimaban en unos 11.100 millones de barriles. Aunque la perforación exploratoria y de explotación ha sido continua durante 45 años, los límites productivos no han sido aún establecidos en todas las direcciones.

El campo fue descubierto por la Shell en 1917 mediante la perforación del pozo exploratorio R-2 que produjo de las arenas del Mioceno. Durante 20 años la explotación estuvo limitada a dichas arenas, y no fue sino hasta 1939 cuando se descubrió la prolífica producción del Eoceno. También se ha establecido producción del Paleoceno y del Cretáceo Superior, pero hasta la fecha es de poca importancia.

Geológicamente el campo está situado en el borde noreste de la Cuenca de Maracaibo, una depresión estructural y topográfica rodeada por varias cordilleras del Sistema Andino. La sección sedimentaria del campo se compone de areniscas, arenas,

calizas, lutitas, arcillas y depósitos aluviales cuyas edades van del Cretáceo al Reciente.

Las formaciones Trujillo y Misoa del Eoceno y la Rosa y Lagunillas del Mioceno, contienen las principales secciones productivas.

En lo que concierne al Mioceno, la estructura es relativamente simple y esencialmente monoclinical, con buzamientos de 2-10 grados. Estos buzamientos reflejan la superficie erosional post-eocena infrayacente. La estructura yacente bajo la principal discordancia del Eoceno es muy compleja; existen innumerables fallas normales de ángulo muy elevado. Dos anticlinales fallados, arrumbados hacia el norte, son también rasgos estructurales prominentes e importantes en esta sección más antigua.

La acumulación de petróleo en el Mioceno se halla controlada mayormente por trampas estratigráficas. En el Eoceno los yacimientos están controlados por trampas estructurales y estratigráficas. El petróleo es de base asfáltica y su gravedad varía de 12,2 a 44,5° API.

El mecanismo impulsor del yacimiento es variable con el área y puede ser: empuje por gas disuelto, segregación por gravedad y compactación por hundimiento.

Al final del año 1957 se habían perforado 8.945 pozos en el campo, de los cuales 50 habían sido suspendidos, 8.714 eran productores de petróleo, 6 de gas, y 175 secos.

Introducción:

El Campo Costanero de Bolívar en la Cuenca de Maracaibo, Occidente de Venezuela, contiene una de las mayores acumulaciones de hidrocarburos líquidos conocida, superada únicamente por la del Medio Oriente. (Fig. 1).

La perforación se inició en este campo hace 45 años, y, aunque la perforación exploratoria y de explotación ha sido continua en ese lapso, aún no se han definido los límites del campo en todas las direcciones.

Ubicación:

El Campo Costanero de Bolívar (CCB) está situado en el Distrito Bolívar, Estado Zulia, el más occidental de los estados venezolanos (figs. 1 y 2)). El campo se extiende por ambos lados de la costa noreste del Lago de Maracaibo, el cual consiste en 12.900 Km² de agua salobre de relativamente poca profundidad, que se comunica con el Golfo de Venezuela mediante un estrecho canal. Comenzando por el borde norte del campo, el cual está 6 Km. al norte de Punta Icotea, las áreas productivas conocidas se extienden 85,6 Km. hasta un punto del Lago frente al pueblo de San Timoteo. La anchura del campo varía notablemente, pero en su parte más ancha se extiende 17 Km. tierra adentro y 64 Km. en el agua, o sea, una anchura máxima de 81 Km.

Descubrimiento:

Los conquistadores y los primeros colonos españoles ya sabían de la existencia de grandes manantiales o menes en tierra adentro, a partir de la costa noreste del Lago. Usaban el asfalto para calafatear sus naves. En los primeros años del siglo actual, esos conspicuos menes indujeron a geólogos de varias empresas petroleras a considerar la existencia de grandes acumulaciones de petróleo en dirección hacia la cuenca a partir de los menes.

La perforación comenzó con el pozo Santa Bárbara-1 (hoy R-1) (fig. 3), de la Compañía Shell, en 1913. La

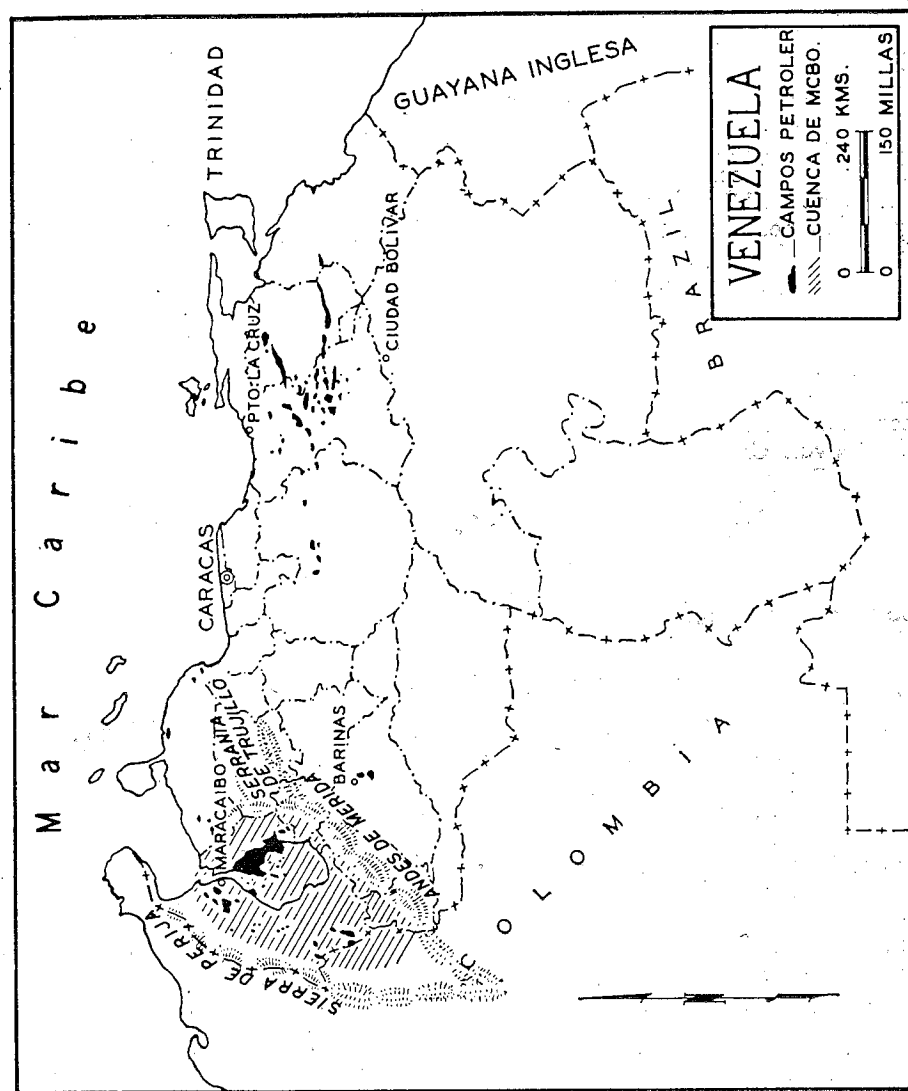


Figura 1

CAMPO COSTANERO DE BOLIVAR

REGISTRO TIPO COMPUESTO

EDAD	FM.	MBO.	REGISTRO TIPO	DESCRIPCION	EDAD	FM	MBO.	REGISTRO TIPO	DESCRIPCION
MIOCENO	ISNOTU			ARCILLAS MOTEADAS, LIMO, ARENA Y CONGLOMERADO NO CONSOLIDADO	EOCENO	TRUJILLO	C-3-X		
	LAGUNILLAS	BACHAQUERO		ARENAS POCO CONSOLID., GRANO FINO A GRUESO, ARCILLAS PLASTICAS Y ARENOSAS.			C-4-X	ARENA DURA Y FINA, LUTITA GRIS OSCURA, DURA.	
		LAGUNA		ARENA LAMINADA, ARCILLA, LUTITA NEGRA LIGNITICA Y CAPAS DELGADAS DE CARBON.			C-5-X	ARENA Y LUTITA COMO ARRIBA, MAS ARENA HACIA LA BASE DEL MIEMBRO.	
		LAGUNIL. INFER.							
	LA ROSA			LUTITA GRIS-VERDOSA CON LIMOLITA BLANCA			C-6-X		
OLIG.	ICOTEA		LUTITA GRIS-OBSCURA CON POCA ARENA	C-7-X			ARENA MASIVA, DURA, DE GRANO FINO A MEDIANO CON CAPAS DELGADAS DE LUTITA GRIS OSCURA Y ALGUNAS CAPAS DELGADAS DE CARBON.		
EOCENO	PAUJI	A-9-X		PAL. GUASARE			LUTITA DURA, CARBONOSA Y CALIZA DENSA CON FOSILES.		
	MISOA	B-1-X		MITOJUAN					
		B-2-X		COLON	LUTITA GRIS A NEGRA, MASIVA A ESTRATIFICADA, DURA.				
		B-3-X	ARENA DURA Y LUTITA GRIS OSCURA						
		B-4-X		SOCUY					
		B-5-X		LA LUNA	CALIZA NEGRA, DENSA, CON FOSILES				
		B-6-X	ARENA MASIVA, DURA A FRIABLE, DE GRANO FINO A GRUESO.	CAPACHO	CALIZA GRIS, DENSA, EN PARTE ARENOSA INTERESTRATIFICADA CON LUTITA CALCARIA, DURA Y NEGRA.				
		B-7-X		APON	CALIZA GRIS, MASIVA, DURA Y LUTITA DURA CALCARIA. ALGUNAS CAPAS DE ARENA, VERDE, GLAUCONITICA.				
		B-8-X							
		B-9-X							
	TRUJILLO	C-1-X							
		C-2-X	LUTITA GRIS OSCURA, ARENA FINA CON CAPAS DELGADAS DE CARBON.						
				BASAMENTO					

Fig. 4

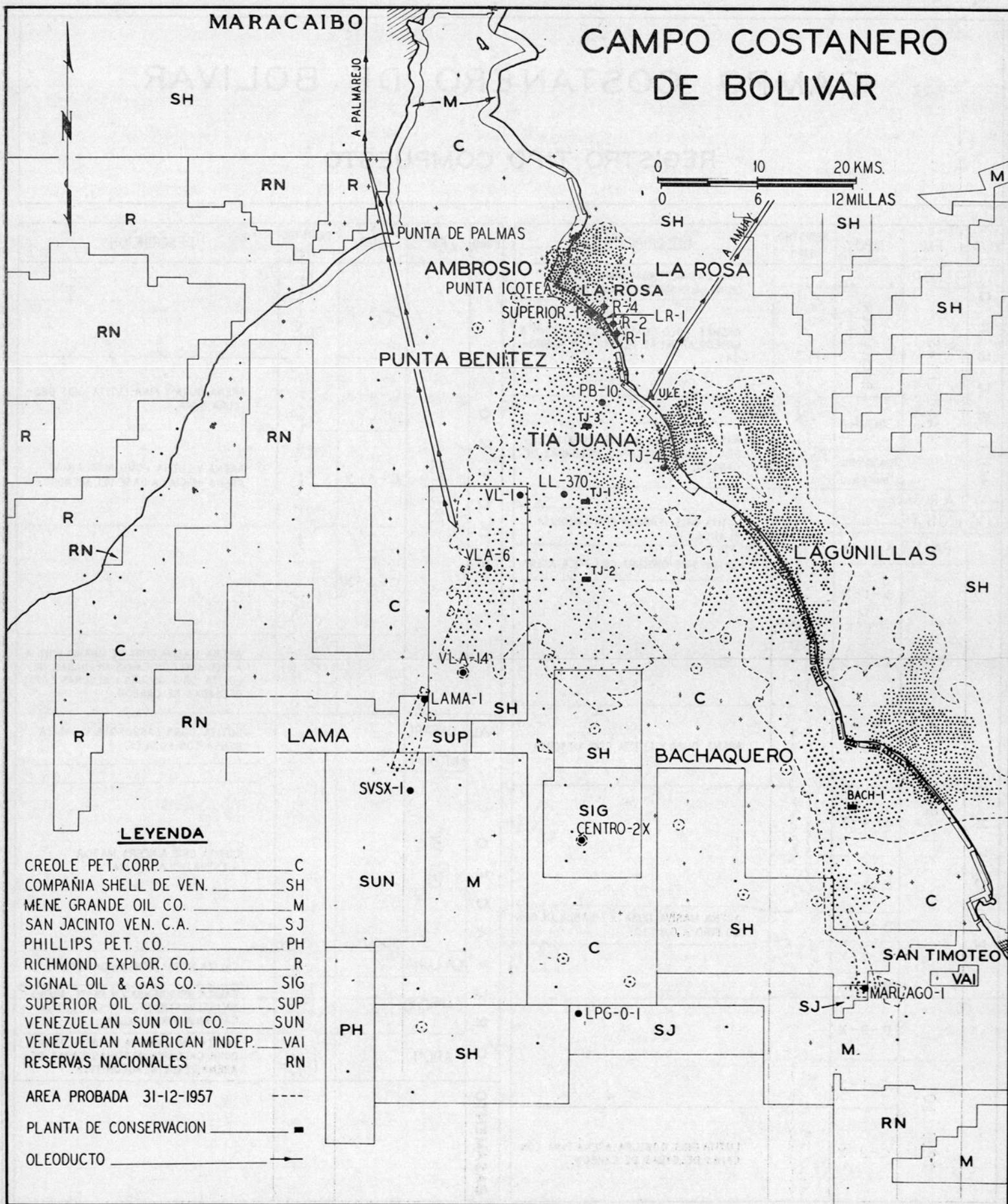


Fig. 3

primera producción comercial la descubrió la Shell con el Santa Bárbara-2 (hoy R-2), inmediatamente al Sur del pueblo de La Rosa. Comenzado en 1913, este pozo fue completado como modesto productor del Mioceno (arena Santa Bárbara) en 1917, un año antes de terminarse el R-1 como pequeño productor. Sin embargo, no fue sino cinco años después (1922) que el Barroso-2 (hoy R-4) de la Shell reventó con una producción estimada de 100.000 barriles diarios de petróleo pesado. Este suceso inició el desarrollo de tan extensa y productiva zona petrolífera.

Concesionarios:

Antes de 1956 sólo había tres concesionarios en el Campo Costanero de Bolívar: Creole Petroleum Corporation, Compañía Shell de Venezuela y Mene Grande Oil Company (Fig. 3). Todas las concesiones de la Creole se encuentran en el Lago. La Shell tenía tres bloques en el agua y toda la actual área terrestre productiva, al Este del Lago. La propiedad de la Mene se hallaba confinada, en su mayor parte, en una faja de 1 Km. sobre aguas muy someras, a poca distancia de la costa.

En 1956, el Gobierno de Venezuela otorgó nuevas concesiones en el Lago. Las tres compañías ya establecidas obtuvieron 85.800 has. (211.896 acres) de estas nuevas concesiones, y otras 53.775 has. (138.280 acres) fueron concedidas a otras compañías, algunas de éstas ya establecidas en Venezuela, pero la mayor parte iniciaron sus actividades en el país por primera vez. Actualmente hay ocho empresas activas (Creole, Shell, Mene Grande, Superior, Sun, Phillips, Signal y San Jacinto) y un total de 23 participantes en concesiones del Campo Costanero Bolívar.

Historia del Desarrollo:

Tras el descubrimiento de la Shell en 1917 de producción comercial del Mioceno, cerca de La Rosa, durante los 13 años siguientes se descubrieron en puntos muy distantes entre sí otras zonas productivas del Mioceno (Lagunillas en 1926, Tía Juana en 1928 y Bachaquero en 1930). (Fig. 3).

La distancia considerable entre esas áreas productivas indujeron a pensar en la existencia de campos separados. A éstos se les asignaron nombres tales como Ambrosio, La Rosa, Tía Juana, Lagunillas, Bachaquero, y a ese conjunto se le llamó "Campos Costaneros de Bolívar". Sin embargo, nuevos pozos de extensión y desarrollo unieron esas áreas, y por eso se acordó la denominación en singular, hoy en uso. Todavía se usan los nombres Tía Juana, Lagunillas y otros para designar áreas productivas, y las nuevas compañías llaman "campos" a la producción recién descubierta. Un ejemplo de esto es el Campo Lama de la Superior en la parte central del Lago.

Al principio la perforación se confinó al Mioceno en tierra firme y a corta distancia dentro del agua. Las areniscas del Eoceno son ahí relativamente arcillosas e impermeables. Algunos de los pozos que penetraron algo del Eoceno encontraron manifestaciones de petróleo, pero en ninguna forma acumulaciones comparables con las del Mioceno. De ahí que durante muchos años no se considerara seriamente el Eoceno como sección potencialmente productiva.

El primer pozo con que se probó la arenisca eocena fue el PB-10 de la Creole, perforado en 1935. En prueba, el pozo dio 56 barriles diarios de petróleo. Aunque no comercial, el pozo indujo a los geólogos al convencimiento de que el Eoceno aca-

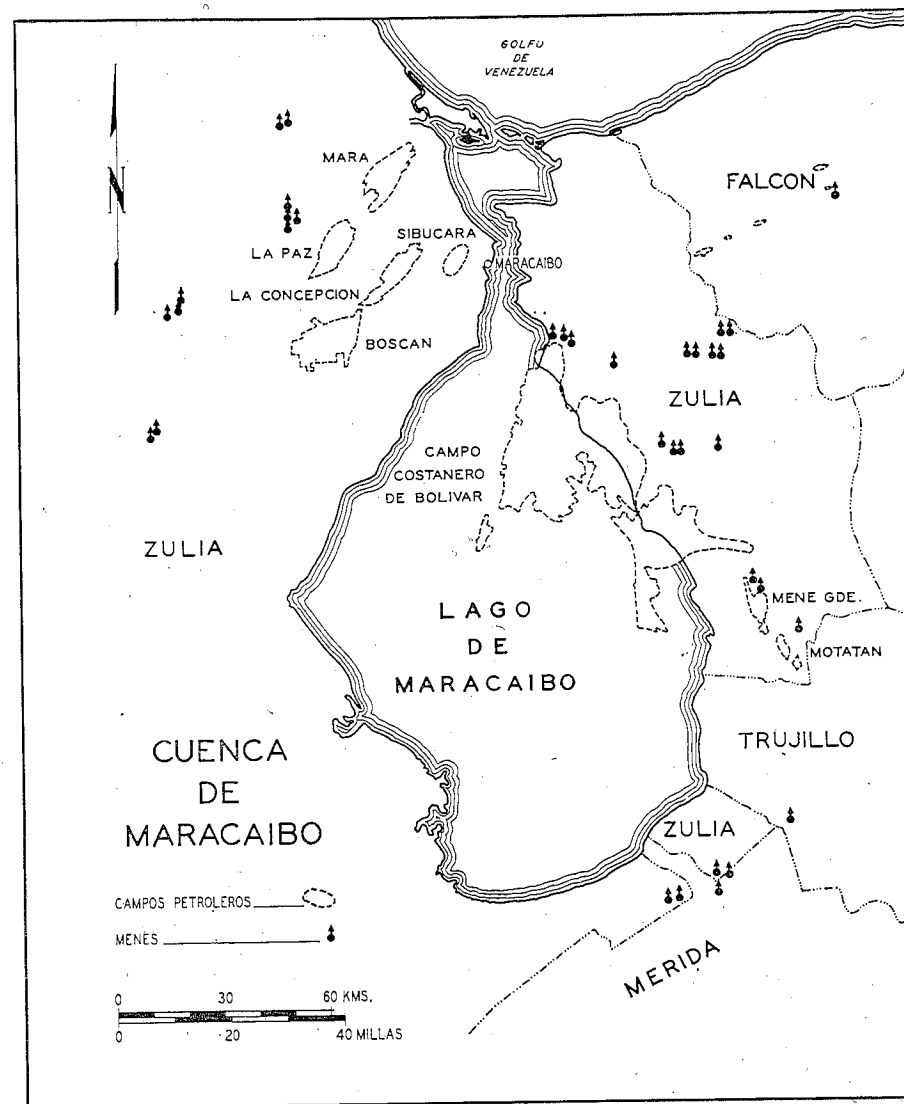


Figura 2

baría manifestándose como buena sección productiva. Dos años después la Creole sacó núcleos del pozo TJ-4, de arenas del Eoceno, y el pozo produjo a razón de 385 barriles diarios de petróleo de mediana gravedad. Esta producción, aunque de ningún modo comparable con la extraída del Mioceno, se considera como la primera producción eocena de importancia en la Cuenca de Maracaibo.

En octubre de 1939 la Creole extrajo núcleos del pozo LL-370 y encontró 180 pies de arena petrolífera maciza, muy porosa y permeable, de grano grueso y muy alto grado de saturación. El pozo fue completado para producir de esa arena originalmente llamada "Arenisca Principal" y hoy conocida como arenisca B-6-X. El rendimiento inicial fue de 6.675 barriles diarios de petróleo con una gravedad de 27,6° API. Esta abundante producción dio comienzo a la explotación de la serie B-X del Eoceno, la cual hoy se estima que contiene petróleo recuperable en cantidad más o menos igual a la mitad de la que contiene el Mioceno.

En 1953 se encontró que la parte inferior de la serie C-X del Eoceno era una importante fuente de petróleo liviano. Esto se logró con el pozo VLA-6 de la Shell. Desde 1953 la producción de la serie C-X se ha extendido a través de grandes áreas del Lago, y es actualmente el horizonte donde se desarrolla la mayor actividad exploratoria en el Campo Costanero de Bolívar.

El primer petróleo del Campo que se produjo de areniscas del Paleoceno y del Cretáceo Superior provino del pozo VLA-14 de la Shell, completado en 1954. Las características de esta sección no son buenas, y hasta ahora solamente se han terminado en ella unos pocos pozos de dudoso valor económico.

La investigación de la productividad de las calizas cretáceas en el Campo la inició la Shell en 1945 con la perforación del pozo VLA-1. Este y otros pozos que penetraron la caliza, encontraron que sólo contiene agua.

Importante jalón en la historia del campo es la inauguración de la primera planta de conservación de la presión. La planta "Tía Juana N° 1" fue inaugurada por la Creole en la segunda mitad del año 1954. La Creole ha construido ya, otras dos plantas en la zona de Tía Juana, y una está ahora en construcción en Bachaquero.

Rasgos superficiales:

El Campo Costanero de Bolívar se halla en la parte noreste de la actual Cuenca de Maracaibo (Fig. 1). Esta cuenca, que es a la vez estructural y topográfica, ocupa la depresión limitada al Oeste por la Sierra de Perijá, al Sur y Sureste por los Andes de Mérida, y al Este por la Serranía de Trujillo. Un 90% de la cuenca se halla en Venezuela y el resto en Colombia. Sus dimensiones son 380 Km. de longitud y 240 km. en su parte más ancha, con una extensión de 62.000 Km². El relieve general es muy bajo y la parte noreste de la cuenca está mayormente cubierta por el Lago de Maracaibo, un cuerpo de agua salobre con una extensión de 12.900 Km² y una profundidad máxima de poco más de 30 m.

El patrón de drenaje de la depresión de Maracaibo es simple: todos los ríos desaguan en el Lago. A esta gran entrada de agua dulce, y a la estrechez de la comunicación del Lago con el Golfo de Venezuela se debe lo poco salobre del agua del Lago (normalmente menos de 1.000 ppm de cloruro). No obstante, el agua del Lago es altamente corrosiva.

La parte terrestre del área productiva del Campo Costanero de Bolívar es baja y plana. En el área de Lagunillas-Bachaquero existen varias zonas pantanosas. Desde que se empezó el desarrollo de la producción, ciertas partes de la porción terrestre se han hundido a tal extremo que las instalaciones próximas al litoral lacustre se encuentran hoy bajo el nivel del Lago, lo cual ha exigido la construcción de un sistema de diques.

Al este de los límites del Campo hay unas zonas de colinas, pero en su mayor parte el terreno se eleva gradualmente desde el Lago hasta las estribaciones de la Serranía de Trujillo distante 56 Km. al Este del campo.

Excepción hecha de algunos afloramientos en las colinas al Este del campo las secciones productivas se hallan cubiertas por un manto de arenas y arcillas del Cuaternario y del Terciario joven. Hay menes de asfalto en el Río Misoa, al Este de Lagunillas, así como al Norte y al Este de La Rosa.

Estratigrafía:

La sección estratigráfica del Campo Costanero de Bolívar está compuesta de areniscas, arenas, limolitas, lutitas, arcillas, calizas y aluviones que se extienden en edad desde el Cretáceo hasta el Reciente.

El Cretáceo, el cual ha sido penetrado sólo por pocos pozos, descansa sobre el basamento ígneo y está compuesto, de abajo-arriba, por las siguientes formaciones: Apón (300 a 375 pies), Capacho (480-500 pies), La Luna (200-300 pies), Colón (1.500 a 1.600 pies) y Mito Juan (150-450 pies). Las formaciones Apón, Capacho y La Luna están compuestas de calizas macizas, muy duras, de color gris claro a negro y de algunas areniscas duras, de grano fino y de color marrón. Hasta la fecha estas

formaciones en el Campo Costanero de Bolívar sólo han producido agua salada con alta presión, aun cuando en la región de Mara-La Paz en el noreste del Estado, son excelentes productoras de petróleo.

La formación Colón, del Cretáceo Superior, descansa concordantemente sobre la formación La Luna. Está formada por dos miembros. El miembro inferior, Socuy, es una sección de poco espesor (50-65 pies) compuesta de intercalaciones de lutita de color gris oscuro a negro, con calizas piritas, glauconíferas de color negro. Es una buena capa guía en la mayor parte de la Cuenca, pero en el Campo Costanero de Bolívar no produce petróleo. El miembro superior de la formación Colón lo constituye la lutita de Colón. Esta forma una sección monótona de lutitas carbonosas de color gris oscuro a negro, sin posibles capas productoras.

Encima de la lutita de Colón y en concordancia con ella, está la formación Mito Juan del Cretáceo Superior, la cual está compuesta de lutitas duras, grises a negras con algunas capas delgadas de arenisca dura y relativamente impermeables. En estas areniscas se han completado algunos pozos, pero su espesor reducido, sus características relativamente pobres como yacimientos y su profundidad, las hacen poco atractivas comparadas con las arenas del Mioceno y del Eoceno.

Encima de la formación Mito Juan y en concordancia con ella, está la formación Guasare del Paleoceno. Esta unidad de poco espesor (250-450 pies) está constituida por lutita gris a negra, con algunas capas esparcidas y delgadas de limolita, de caliza glauconífera y de arenisca calcárea. Sólo algunos pozos han encontrado petróleo en cantidad comercial en esta formación. Probablemente nunca se desarrollará como una sección

productora de importancia debido a que por lo general son malas las características del yacimiento y porque sólo contienen petróleo en algunas localidades.

La formación Guasare es una guía importante, frecuentemente utilizada como referencia para afirmar las correlaciones en el Eoceno.

Sobre la formación Guasare, y separada de ella por una discordancia, está la formación Trujillo del Eoceno. Esta formación varía en espesor desde 1.600 hasta 10.000 pies. La parte inferior de la formación Trujillo está compuesta de capas gruesas de areniscas macizas, duras y bien desarrolladas, separadas por capas delgadas de lutita. Hacia arriba la proporción lutita a arenisca aumenta gradualmente. Los 1.500 pies superiores de la formación Trujillo están constituidos por lutitas y lutitas arenosas sin areniscas bien desarrolladas.

La formación Trujillo ha sido dividida arbitrariamente en siete miembros que de abajo-arriba reciben los nombres de C-7-X hasta C-1-X. Debido a la ausencia de fósiles característicos y a los rápidos cambios laterales en el desarrollo de las arenas, la división de la formación Trujillo mediante correlaciones de registros eléctricos, es con frecuencia difícil de hacer en ausencia de la arenisca B-6-X suprayacente o de la formación Guasare infrayacente que sirven como puntos de referencia.

Actualmente la exploración en el Lago se hace con el fin de buscar las areniscas inferiores de la serie C-X. Recientemente algunos pozos han hallado hasta 1.000 pies de arenisca petrolífera neta y han resultado ser excelentes productores de petróleo liviano.

Encima y en concordancia con la formación Trujillo, está la formación Misoa del Eoceno. La formación Mi-

soa ha sido dividida en nueve unidades, empezando abajo con el B-9-X hasta arriba con el B-1 X. Los miembros B-1, 2, 3, 4 y 9-X están compuestos de intercalaciones de lutitas duras con capas relativamente delgadas de arenisca dura de poca porosidad y permeabilidad. Estos miembros contienen petróleo en gran parte del Campo Costanero de Bolívar, pero no se han desarrollado mucho todavía debido a sus características relativamente pobres como yacimientos.

Los miembros B-5, 7 y 8-X también consisten en intercalaciones de lutitas duras con areniscas, pero las areniscas en este caso están mucho mejor desarrolladas que en los miembros mencionados y son buenas productoras en gran parte del campo.

El miembro restante de la serie B-X, la arenisca B-6-X, es el miembro productor más importante de la formación Misoa. Es una arenisca maciza, gruesa (promedio 175 pies) de grano fino a grueso, dura a friable, altamente porosa y permeable lago adentro y que se hace muy dura e impermeable hacia la costa y en tierra. Contiene petróleo en la mayoría del campo y da magníficos productores en gran parte del Lago. Hoy en día es la arena productora más importante del Eoceno.

La arenisca B-6-X se reconoce fácilmente en las muestras de los pozos y en registros eléctricos, y es por lo tanto un elemento importante en las correlaciones en el Eoceno.

Encima de la formación Misoa, y en concordancia con ella, está la formación Paují, del Eoceno. Esta formación se encuentra más que todo en la parte sureste del Campo Costanero de Bolívar, y ha sido erosionada en gran parte de la región. En el área de Bachaquero, al este de la falla principal de Pueblo Viejo, la formación está compuesta entera-

mente de lutita y no tiene importancia económica. Cuando se la encuentra en la parte norte del Campo Costanero de Bolívar, contiene algunas arenas que reciben el nombre de A-9-X.

El máximo espesor de Paují penetrado hasta ahora en el Campo Costanero de Bolívar, es de 2.165 pies.

El tope del Eoceno está marcado por una profunda discordancia. En el área al Sur de Bachaquero, al este de la falla de Pueblo Viejo, las formaciones Trujillo y Misoa completas y hasta 2.165 pies de la formación Paují están presentes; mientras que en una parte en el centro del Lago, todo el Eoceno, excepto los miembros inferiores de la formación Trujillo (1.180 pies), ha sido erosionado. Se calcula que en esta parte más de 8.870 pies de sedimentos del Eoceno fueron removidos por la erosión.

Encima del Eoceno, y presente sólo localmente, se encuentra la formación Icotea, del Oligoceno (0-200 pies). La formación Icotea consiste de lutitas limolíticas de color gris verdoso y de limolitas blancas o de color. En la parte Este del Lago parece haber sido depositada solamente en las partes bajas de la discordancia del Eoceno, y puede que represente un depósito lacustre. En el Campo Costanero de Bolívar contiene a veces petróleo, pero su desarrollo pobre hace que sea de poca importancia económica.

Descansando en discordancia sobre la formación Icotea, o donde esta falta, sobre el Eoceno, está la formación La Rosa, del Mioceno Inferior (espesor máximo 440 pies). Esta formación, que es de origen marino, difiere grandemente en cuanto a su desarrollo en el Norte y en el Sur del Campo Costanero de Bolívar. En la región de La Rosa, al Norte, ha sido dividida en tres miembros: un miem-

bro superior, la arena La Rosa; un miembro intermedio y un miembro arenoso inferior llamado arena Santa Bárbara. En el Norte, la arena La Rosa está bien desarrollada y es un yacimiento productor importante. En la parte sur del Campo Costanero de Bolívar, la formación consta de dos miembros. Un miembro superior de lutita y la arena Santa Bárbara en la base. La arena Santa Bárbara, aunque nunca muy gruesa, contiene petróleo en muchas partes y con frecuencia da buenos productores.

Encima de la formación La Rosa y en concordancia con ella, está la formación Lagunillas (espesor máximo 4.040 pies) del Mioceno Medio. Consiste en arenas gruesas, frecuentemente macizas, de grano fino a grueso, porosas, permeables, no consolidadas, a pobremente consolidadas, intercaladas en arcillas blandas, lutitas y capas delgadas de lignito. Esta formación, relativamente gruesa, se compone de tres miembros que son: la arena Lagunillas inferior en la base, la arena Laguna en el medio y la arena Bachaquero en el tope. Estas arenas forman los principales yacimientos del Mioceno en el campo.

La formación Isnotú, la cual yace concordantemente sobre la formación Lagunillas, está compuesta de una serie de arenas limolíticas pobremente escogidas y no consolidadas; de conglomerados y de arcillas plásticas y abigarradas. Es de edad Mioceno Medio Alto y es la formación productora más superficial del Campo Costanero de Bolívar. En la mayoría de las localidades, la formación Isnotú produce agua, pero cerca y en el campo de Bachaquero contiene unas arenas relativamente delgadas que frecuentemente tienen petróleo en cantidad comercial.

Encima de la formación Isnotú está la formación El Milagro que es

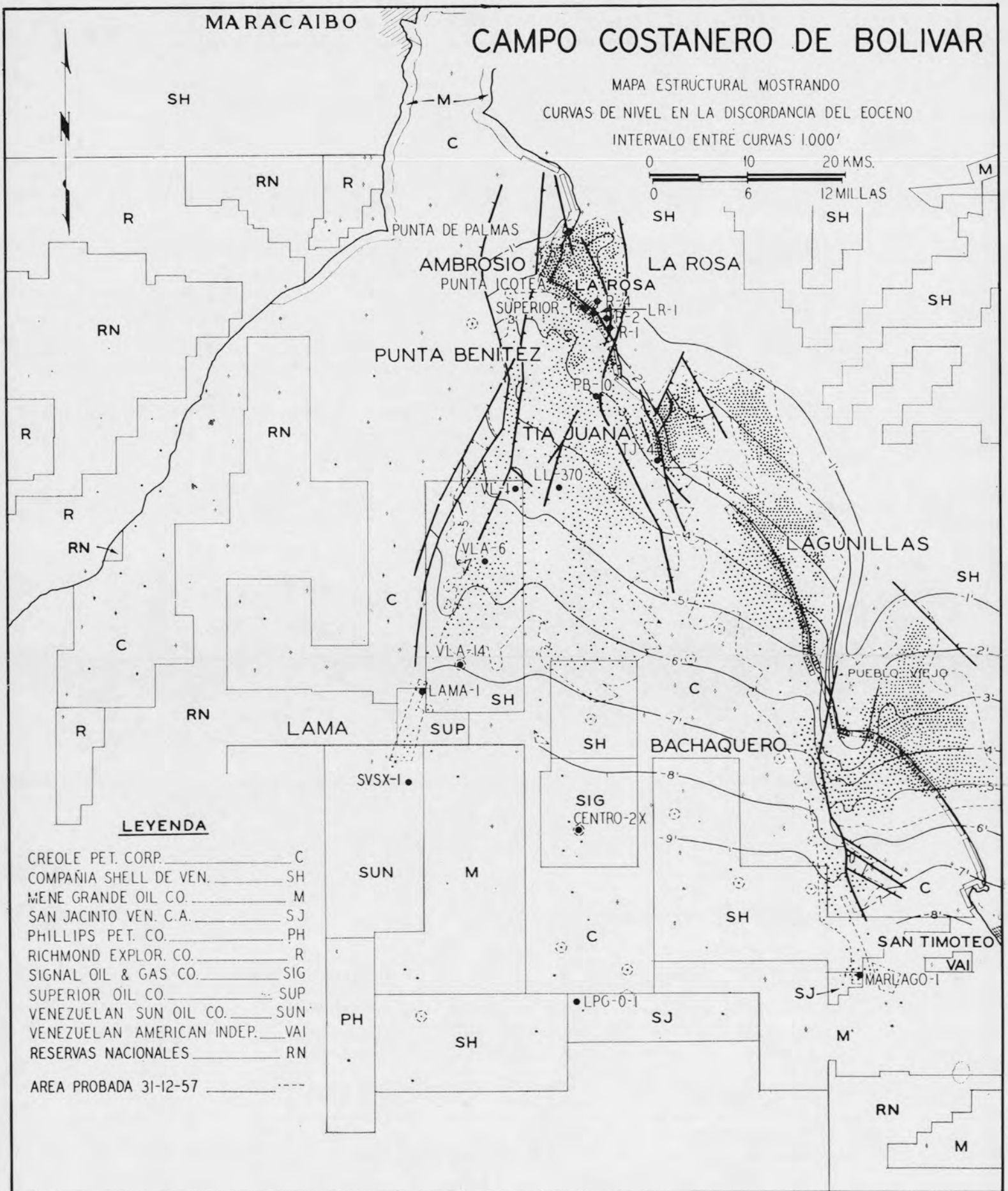


Fig. 5

probablemente del Pleistoceno. Descansa discordantemente sobre todas las formaciones inferiores. Consta de intercalaciones de arenas blandas y de limolita de color gris claro, con algunas capas de lutita dura con mineral de hierro. La formación El Milagro no contiene acumulaciones de petróleo.

Depósitos recientes de aluvión cubren la mayor parte de la cuenca de Maracaibo. Estos depósitos y las aguas del Lago ocultan la geología de gran parte de la región.

Estructura

El campo Costanero de Bolívar ocupa una posición estructural elevada en el margen noreste de la actual cuenca de Maracaibo. En cuanto al Mioceno, la estructura es relativamente sencilla y es esencialmente un monoclinal con buzamiento de 2° a 10° en dirección suroeste, en la parte Norte del área, y que gradualmente se transforma en buzamiento Sur en la parte meridional del campo. Estos buzamientos reflejan la actitud de la superficie erosionada del Eoceno que está por debajo.

Las características más importantes del Eoceno en el campo, los anticlinales de Pueblo Viejo y VLA, se reflejan también un poco en el Mioceno. Varias de las fallas más importantes con rumbo norte-sur, tales como la de Pueblo Viejo, la PB-101 y la falla Urdaneta, cortan capas tanto del Mioceno como del Eoceno y aún más viejas.

La estructura por debajo de la discordancia del Eoceno es muy compleja. Dos sistemas de fallas normales, de ángulo grande dividen el área productiva en numerosos segmentos. Un sistema consta de numerosas fallas de rumbo noroeste y de buzamiento noreste. Este es el sistema de fallas más viejo del campo y

es el resultado de la inclinación de la región hacia el sureste al principio del Oligoceno. El segundo sistema es uno de fallas con rumbo Norte-Sur, unas con desplazamiento descendente al este y otras al oeste. Este es el más joven de los sistemas y que atraviesa fallas viejas cuando las encuentra.

Los conspicuos anticlinales fallados con rumbo Norte-Sur, también existen en el Eoceno y en secciones más viejas.

Uno se conoce como el anticlinal VLA y el otro como el anticlinal de Pueblo Viejo. Ambos tienen un pronunciado relieve estructural y son muy importantes en cuanto a acumulaciones de petróleo.

Breve Historia Geológica:

Durante el Cretáceo Medio, el mar invadió toda la parte de Venezuela al norte y oeste del escudo de Guayana, tierra estable que existió prácticamente en su forma actual, desde principios del Mesozoico. En el área del Campo Costanero de Bolívar, el depósito fue continuo desde mediados del Cretáceo hasta el final del Paleoceno. El final del Paleoceno estuvo marcado por una emergencia total seguida de un período corto de erosión. A principios del Eoceno, gran parte de Venezuela occidental fue cubierta de nuevo por mares de poca profundidad. Durante este tiempo, el área del Campo Costanero de Bolívar recibió gran cantidad de arena, que debió venir de grandes masas de tierra cercana. Las areniscas del Eoceno están bien desarrolladas en el Lago; hacia el Noreste estas areniscas pasan lateralmente a lutitas que indican que la parte más profunda de la cuenca sedimentaria del Eoceno en el Oeste de Venezuela, estaba al Noreste del Campo Costanero de Bolívar.

El comienzo del Oligoceno estuvo señalado por un período de levantamiento regional, que hizo al mar retirarse de la mayor parte de Venezuela Occidental. Esta fue también una época de importante orogenia al empezar los primeros movimientos a lo largo de la cordillera actual, y que dieron así a la cuenca de Maracaibo, aproximadamente su forma actual.

En el área del campo, se formaron anticlinales en el centro del Lago y cerca de Pueblo Viejo. Además toda la región se inclinó hacia el Suroeste, dando lugar a un sistema de fallas de rumbo noroeste.

Siguió un largo período de erosión, que prácticamente redujo el área del Campo Costanero de Bolívar a una penillanura. Hacia el final del Oligoceno empezó el hundimiento de la cuenca de Maracaibo, permitiendo así el depósito de la formación Icotea en las depresiones poco profundas de la superficie erosionada del Eoceno. Un segundo movimiento cordillerano tuvo lugar al final del Oligoceno, obligando al mar a retirarse.

Un hundimiento a principios del Mioceno permitió al mar entrar desde el noreste, y la cuenca, por primera vez desde el Eoceno, recibió extensos depósitos marinos. Durante el Mioceno los mares fluctuaron en el área de la cuenca de Maracaibo. En la segunda mitad del Mioceno, la parte meridional del Lago actual se hundió rápidamente y recibió gran espesor de sedimentos.

El final del Mioceno estuvo marcado por levantamientos (tercer movimiento cordillerano), seguidos, durante el Pleistoceno, de extenso depósito terrestre en toda el área. Al final del Pleistoceno tuvo lugar la cuarta y posiblemente la más grande de las orogenias, que rejuveneció a las montañas en el Oeste de Vene-

zuela, hasta más o menos su altura actual.

Yacimientos:

La gran acumulación de petróleo en el Campo Costanero de Bolívar resultó de la combinación de muchos factores geológicos, todos los cuales fueron favorables para atrapar petróleo y gas. El borde dinámico de la cuenca estructural actual ocupa la misma posición que las arenas de condiciones arenosas óptimas durante el Mioceno y durante el Eoceno. Muchas trampas se formaron a tiempo para retener los hidrocarburos y evitar su migración buzamiento arriba. Estas trampas incluyen fallas normales, características de domos en el Eoceno, trampas buzamiento arriba debidas al cierre del Eoceno por el Oligoceno y el Mioceno, y acuñaamiento buzamiento arriba de las arenas del Mioceno.

Finalmente, muchos de los sedimentos depositados desde el Cretáceo hasta el Mioceno, fueron excelentes rocas madres para el petróleo y probablemente todos contribuyeron en mayor o menor grado, a la enorme acumulación de petróleo en el Campo Costanero de Bolívar.

En los sedimentos posteriores al Eoceno, la acumulación de petróleo y gas es más que todo en trampas estratigráficas formadas por acuñaamiento de arenas o por cierres de asfalto buzamiento arriba. Localmente sin embargo, la estructura tiene importancia. Ejemplo de esto son las acumulaciones del Mioceno contra la falla PB-101 y la falla de Pueblo Viejo.

En las capas del Eoceno las acumulaciones son tanto estructurales como estratigráficas. Las trampas estratigráficas son debidas a que el Mioceno y el Oligoceno cubren las areniscas truncadas del Eoceno en gran parte del Campo Costanero de

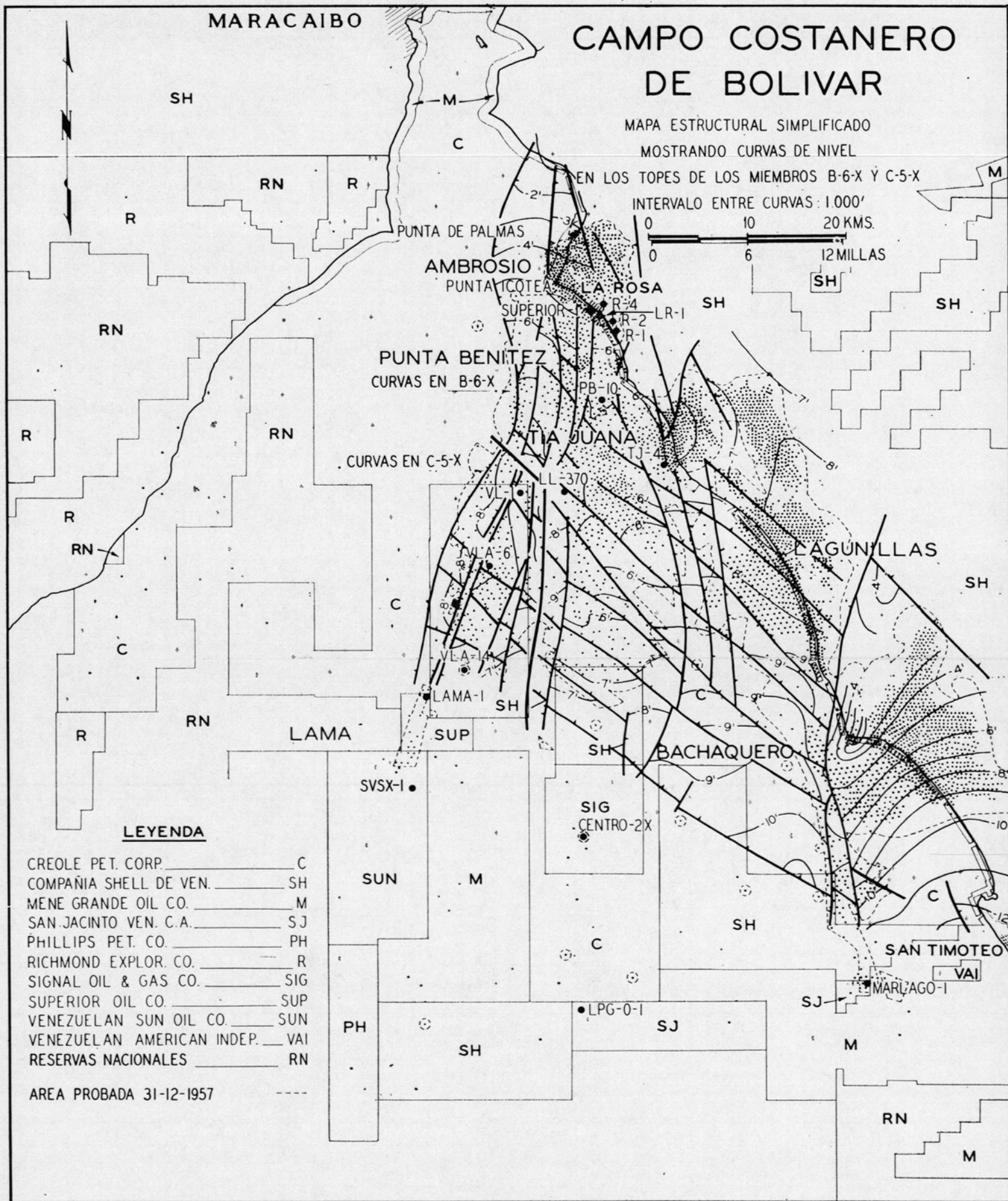


Fig. 6

Bolívar. Se cree que en estas áreas las fallas sólo modificaron las acumulaciones, ya que la mayoría de los bloques fallados tienen contactos agua-petróleo diferentes. Sin embargo, en acumulaciones recientemente descubiertas en el centro del Lago, en la serie de areniscas C, del Eoceno Inferior, las trampas parecen ser completamente de tipo estructural.

En uno u otro lugar del área productiva, todos los miembros del Mioceno, la formación Icoetea del Oligoceno, todos los miembros del Eoceno, la formación Guasare y la formación Mito Juan han dado producción comercial. La producción más superficial del Mioceno está a 560 pies, la más profunda del Mioceno hallada hasta ahora es de 11.400 pies. La producción más profunda del Eoceno hallada hasta ahora es de 13.865 pies.

A fines de 1957 había 325 yacimientos probados en el Campo Costanero de Bolívar. De éstos, 101 son del Mioceno, 220 del Eoceno, 2 del Paleoceno y 2 de la formación Mito Juan del Cretáceo.

El petróleo producido en el campo varía en gravedad API desde 12,2° hasta 44,5°. En general el Mioceno produce petróleo medianamente pesado a pesado, las series B del Eoceno dan petróleo medianamente pesado y las series C del Eoceno dan petróleo liviano.

Se hace considerable selección para aprovechar estas distintas densidades y grados del petróleo que se encuentra en el campo.

El petróleo producido en el campo es de base asfáltica. Los mecanismos impulsores de los yacimientos incluyen gas disuelto, segregación gravitacional y hundimiento. Algunos de los yacimientos tienen algún empuje de agua, pero en casi todos los casos, el empuje de agua es muy poco.

En la segunda mitad de 1954 empezó a funcionar la primera planta de conservación de gas de la Creole, en el Campo Costanero de Bolívar. Es el "Tía Juana No. 1" que está en el centro de la prolífica área LL-370. Esta planta inyecta gas en cuatro yacimientos del B-6-X a razón de 130 millones de pies cúbicos por día.

Desde 1954 la Creole ha puesto en operación otras dos plantas de conservación. El "Tía Juana No. 2" en el área LL-453 inyecta 270 millones de pies cúbicos de gas por día en las areniscas del B-6-X y B-7-X. El "Tía Juana No. 3" inyecta 125 millones de pies cúbicos de gas por día en el yacimiento Lagunillas inferior-5, y produce 25 millones de pies cúbicos de gas por día para operaciones de gas-lift. La Creole empezó una cuarta planta en el área de Bachaquero. La Shell proyecta construir próximamente una planta en el Bloque VLA.

Todavía no hay operaciones en gran escala de inundación con agua en el Campo Costanero de Bolívar, pero se han hecho algunas pruebas para recoger datos para posibles operaciones en gran escala posteriormente.

Reservas:

El Campo Costanero de Bolívar tenía, hacia fines de 1957, una reserva total probada (estimada) de 17.400 millones de barriles de petróleo. Para esa misma fecha la producción acumulada era de 6.300 millones de barriles, dejando un remanente de 11.100 millones de barriles de reservas comprobadas.

Esto es aproximadamente un 36% de las reservas comprobadas de los Estados Unidos existentes para el final del año 1957.

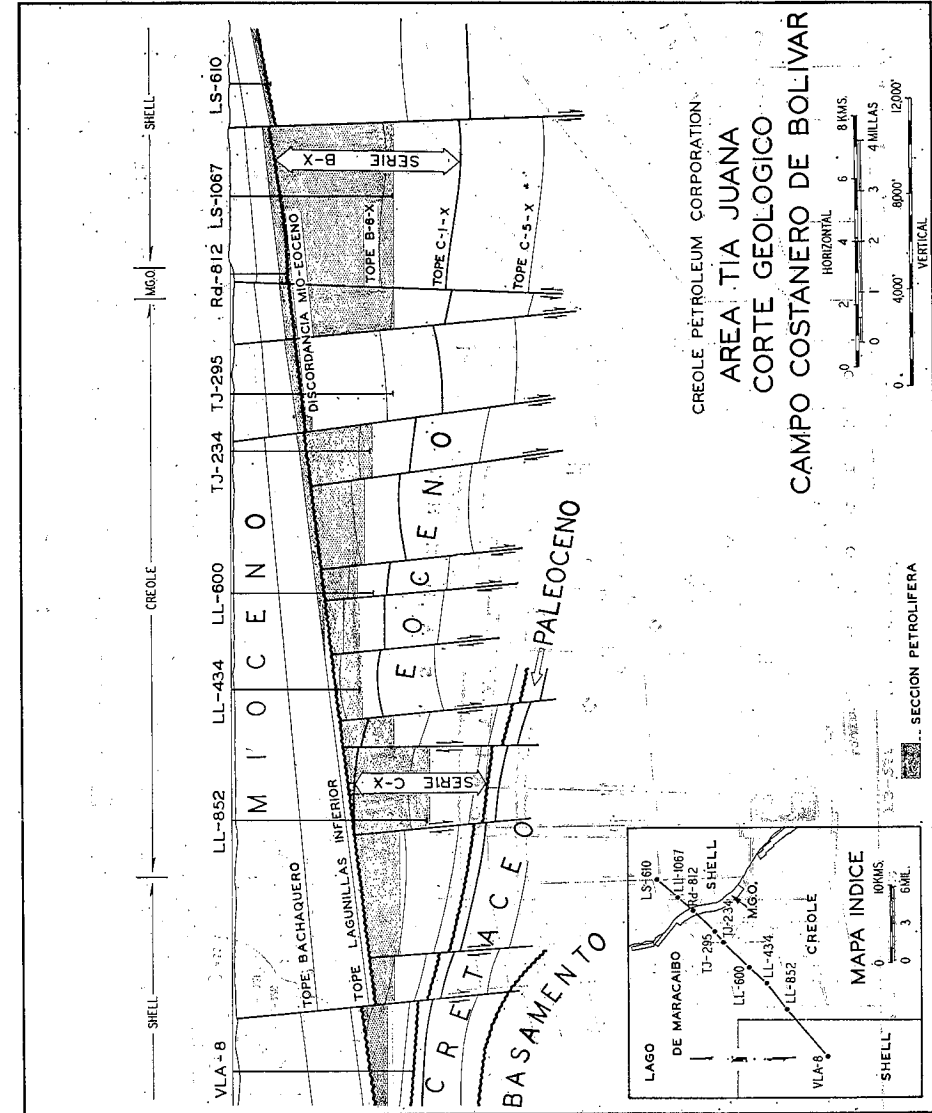


Figura 7

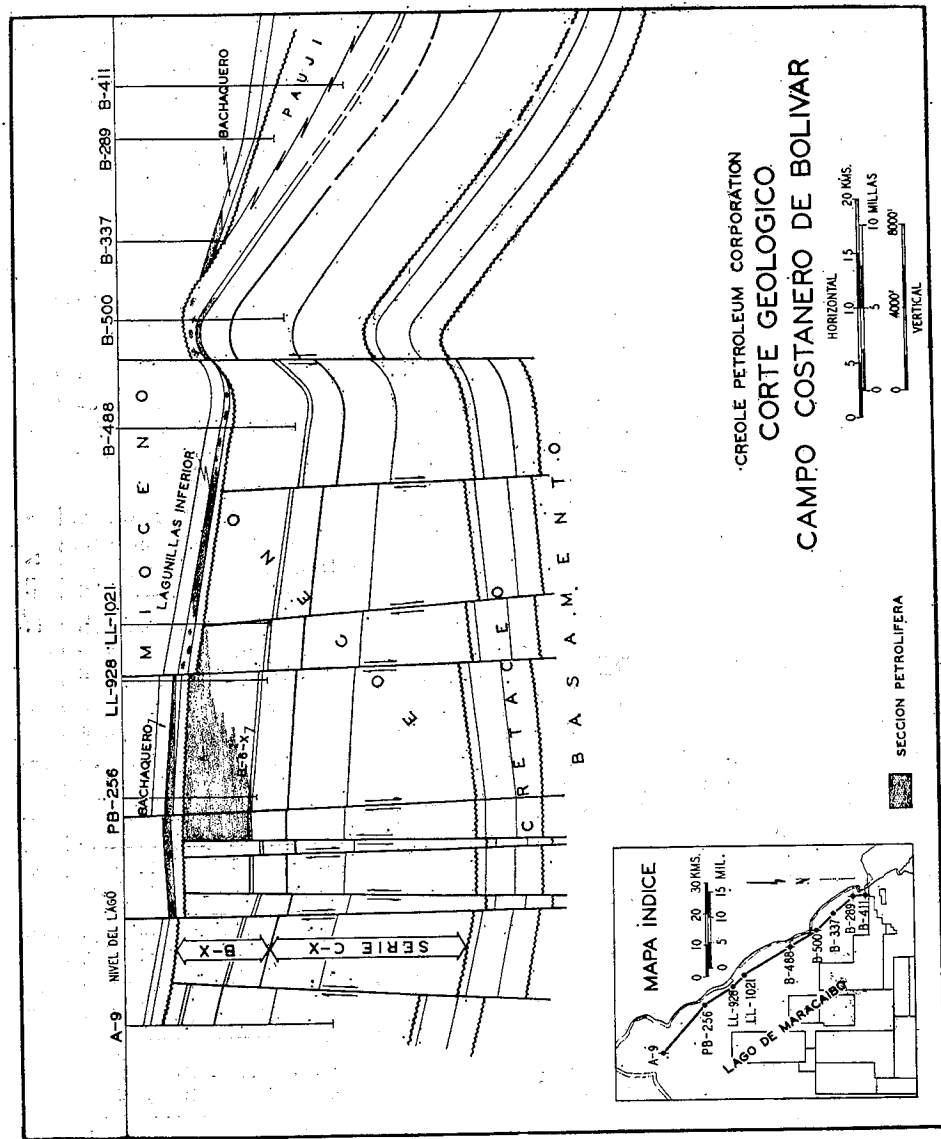


Figura 8

Producción:

Durante junio de 1958, la producción del Campo Costanero de Bolívar arrojaba un promedio de 1.403.941 b/d más que la producción promedio diaria de todos los otros campos de Venezuela durante el mismo mes. De esta cantidad, la Creole produjo 881.374 b/d (62.8%), Shell 444.319 b/d (31.6%), M. G. O. 36.074 b/d (2.6%) y otras compañías, 42.174 b/d (3%).

La producción diaria de las "otras compañías" puede aumentar rápidamente sobre el promedio de junio de 1958 tan pronto sean adoptadas las facilidades de producción para extraer este potencial ya comprobado.

La producción máxima diaria del Campo Costanero Bolívar era de 1.820.158 b/d y fue determinada durante la semana que terminó el 24 de junio de 1957.

La media de producción eficiente actual se calcula que es del orden de los 2.020.000 b/d; la diferencia existente entre la producción actual y la media de producción eficiente, es debido a una restricción por excedentes o por deficiencia en las facilidades de manejo.

La figura 9 nos muestra la producción promedio diaria del Campo Costanero Bolívar por compañía y los totales desde su iniciación hasta fines de 1957 en millones de barriles.

A partir de la producción inicial en 1922, el rendimiento del campo aumentó rápidamente durante los siete años de prosperidad siguientes; la depresión (1929) causó un receso en la producción durante los tres años siguientes. En 1934 al mejorarse las condiciones económicas mundiales, la producción del campo volvió de nuevo a aumentar.

Este crecimiento fue aminorado durante los primeros años de la dé-

cada 1940-50 debido a falta de tanqueros disponibles por causa de la actividad submarina durante la Segunda Guerra Mundial. Después de la reapertura de los mares en 1943, la producción en este Campo incrementó vertiginosamente para poder cumplir con la demanda bélica. Esta tendencia continuó aún después de la guerra, siendo tan sólo en dos oportunidades, momentáneamente interrumpida.

Para fines de 1957 el Campo Costanero Bolívar tenía una producción acumulada de 6.343 millones de barriles de petróleo. Los gráficos de la Fig. 10-B nos muestran dichos valores desglosados por compañía. La figura 10-A nos indica cuánto petróleo había sido producido hasta fines de 1957 por las formaciones del Mioceno, Eoceno y Guasare.

En el futuro la producción del Eoceno aumentará considerablemente en porcentaje debido a que está incrementándose mucho más rápidamente que la del Mioceno. Durante 1957, 337 millones de barriles fueron producidos por el Mioceno (56.7% del total para ese año); 258 millones por el Eoceno (43.3% del total) y la formación Guasare sólo produjo una cantidad insignificante. La figura 10-B nos enseña la producción acumulada por las distintas compañías. En el futuro "las otras compañías" crecerán en importancia.

La figura 9-C nos muestra la producción (hasta la fecha indicada) de cada una de las distintas gravedades específicas de los petróleos que aparecen en el gráfico.

La mayor parte de los últimos descubrimientos en el Campo Costanero Bolívar lo toman: petróleos de baja y mediana gravedad específica y la producción de los aceites livianos ha sido incrementada mucho más que la de los pesados. Actualmente, la

producción del campo puede resumirse así: petróleo de baja gravedad específica 25%; mediano 46%, y pesado 29%.

Estadística de pozos:

Para fines de 1957, 8.945 pozos habían sido perforados en este campo. Un análisis de estos pozos por compañía y por resultados podrá apreciarse en la Fig. 10.

Veintisiete equipos de perforación estaban activos para Junio de 1958; de éstos, ocho eran operados por Creole, seis por Shell, cuatro por M. G. O., dos por Superior, dos por Sun, uno por Signal, tres por Phillips y uno por San Jacinto. Trece de estos equipos son propiedad de contratistas de perforación, siendo los catorce restantes propiedad de las compañías.

Salidas:

El petróleo crudo producido por el Campo Costanero Bolívar es conducido fuera del área del Lago por medio de tanqueros y oleoductos. Tres líneas troncales de oleoductos sirven a este campo: dos de ellas son propiedad de la Creole y la otra de la Shell.

Las de Creole están constituidas por dos líneas paralelas de 230 kilómetros de longitud que parten desde la estación de bombeo "Ulé" situada en el área de Tía Juana y que, siguiendo una dirección Noreste, llegan hasta la refinería de Amuay en la Península de Paraguaná. Una de estas líneas tiene un diámetro constante de 26 pulgadas, mientras que

la otra es una combinación de 26 y 24 pulgadas.

Durante junio de 1958, un promedio de 538.718 barriles diarios fueron transportados por este sistema.

El sistema Troncal de la Shell consiste también en dos líneas paralelas (una de 16 pulgadas de diámetro y la otra de 20) entre la parte del bloque "A" de dicha compañía y Punta de Palmas. En este último lugar, ambas líneas convergen en una sola tubería de 24 pulgadas que se prolonga hasta Palmarejo y de allí el petróleo se exporta vía Tanquero o se bombea hasta la Refinería Shell en la Península de Paraguaná haciendo uso de su oleoducto "Palmarejo-Cardón" que tiene un diámetro de 30 pulgadas.

El resto de la producción de estas dos compañías más las de todas las restantes, sale del área del Lago por medio de tanqueros.

Todos los terminales para cargar, exceptuando el de la Sun-Signal en Punta de Palmas, están situados en la Costa Nororiental del Lago.

La barra que existía a la entrada del Lago de Maracaibo hubo de ser dragada hace varios años desde un promedio de 22-24 pies hasta los 33 pies de profundidad para poder dar paso a Supertanqueros.

Anteriormente, los llamados "Tanqueros del Lago" (con capacidad de sólo 36.000 barriles), cargaban el petróleo desde el Lago hasta las vecinas Islas de Aruba y Curazao o al Puerto de Las Piedras, en la Península de Paraguaná, para ser transbordados a buques de mayor capacidad.

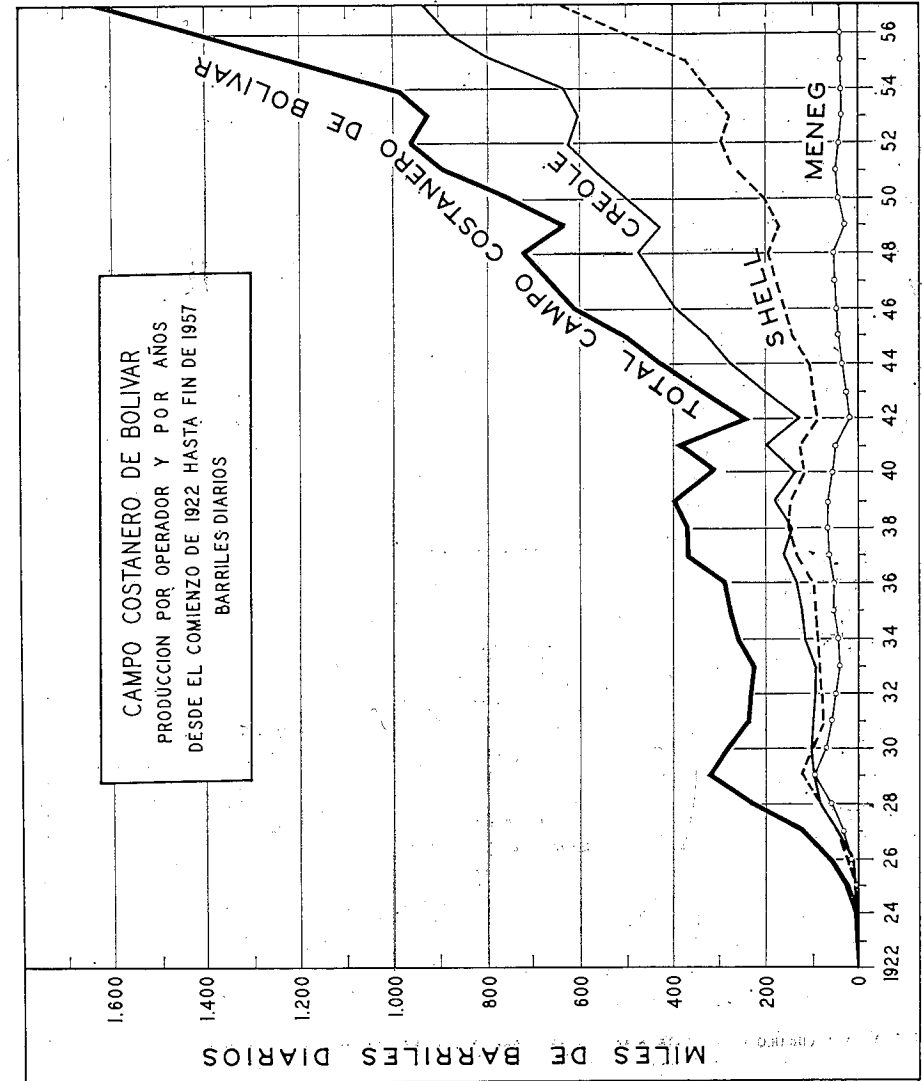
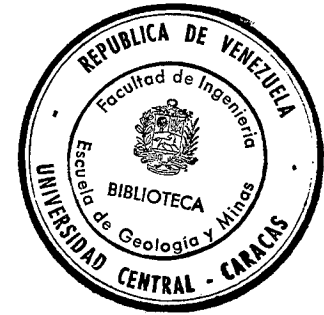


Figura 9



metalurgia

detección de dislocaciones y obtención de figuras de corrosión en hierro-silicio

GONZALO CASTRO FARIÑAS *
y
SEBASTIAN FELIU MATAS **

* Jefe del Departamento de Ingeniería Metalúrgica de la Universidad Central de Venezuela.
** Profesor de Fundición del Departamento de Metalurgia.

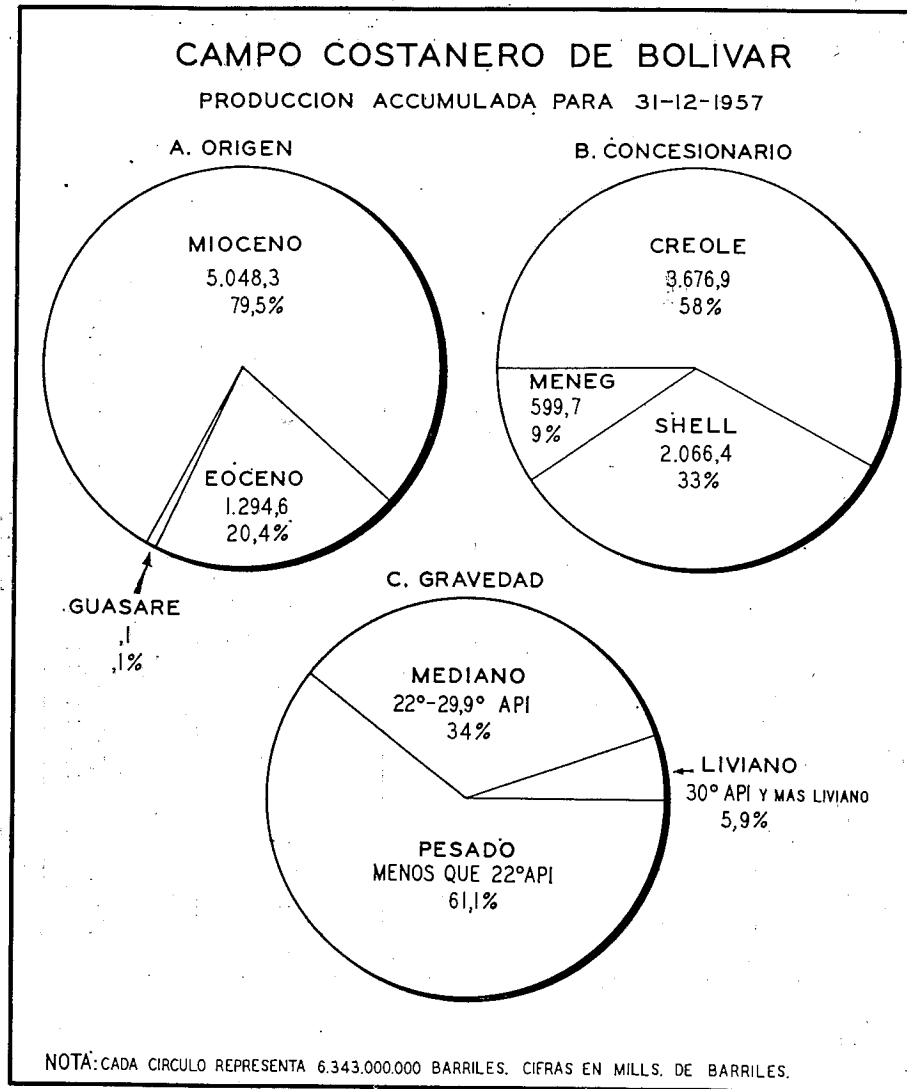


Figura 10

Introducción

En los últimos tiempos se ha demostrado que gran número de propiedades del estado sólido están altamente influidas por una serie de imperfecciones existentes en el retículo cristalino. Entre estas imperfecciones tienen gran interés e importancia las denominadas imperfecciones lineales o dislocaciones.

Orowan, Polanyi y Taylor fueron los primeros que aplicaron el concepto de dislocación a la deformación plástica de los metales. En la actualidad este concepto explica toda una serie de fenómenos de notable interés para la Metalurgia Física.¹

Los metales están formados, generalmente, por una serie de granos, cuyo retículo cristalino tiene orientaciones determinadas. Supongamos a

uno de estos granos, experimentando proceso de deslizamiento sobre uno de sus planos de deslizamiento, y admitamos, además, que este deslizamiento ha ocurrido sólo sobre parte de dicho plano. En la figura 1, la línea **AD** representa el límite del área deslizada **ABCD** dentro del cristal. La figura 2, muestra el retículo cristalino en un plano de átomos normal a la línea **AD** de la figura 1. Se observa claramente que dicho retículo, en una región inmediatamente próxima a **AD**, es imperfecto. La línea **AD** corresponde a una dislocación del tipo de las clasificadas bajo el nombre de dislocaciones de arista o de Taylor.

Otro caso interesante es el de las dislocaciones en hélice o de Burgers, que se muestra en la figura 3. En ella el retículo cristalino, que entorna