

CARACTERISTICAS GEOLOGICAS DEL CAMPO EL FURRIAL

(Geological Characteristics of El Furrial Field)

Ramón Gutiérrez, María Salazar. Lagoven, S.A. Departamento de Geología apartado # 889, Caracas 1010-A Venezuela.

RESUMEN

La información obtenida del área Norte de Monagas mediante levantamientos sísmográficos a partir de 1984, al igual que los excelentes resultados de la perforación de pozos profundos en el área de El Furrial efectuada por Lagoven, S.A. desde 1985, han colocado esta región entre las de mayor interés en el país para la exploración y explotación de crudos medianos y livianos.

La interpretación de datos sísmicos ha permitido definir en el flanco norte de la subcuenca un sistema de fallas inversas de dirección N 70 E y buzamiento NO, que segmenta la secuencia sedimentaria del Cretácico al Terciario Temprano en bloques, en los cuales se desarrollaron estructuras plegadas alineadas en la misma dirección de las fallas. Estas estructuras están conformadas por secuencias arenosas de gran espesor de los grupos Merecure y Santa Anita y se encuentran cubiertas por una amplia sección lutítica de la Formación Carapita, lo que origina excelentes trampas para la acumulación de hidrocarburos en el área.

El descubrimiento del campo El Furrial con la perforación del pozo FUL-1 en una estructura que abarca unos 60 km² en la cual se han incorporado reservas en el orden de 1543 MMbbls., es considerado el de mayor relevancia en el país en los últimos 25 años. Cabe destacar que el primer pozo del Campo, el FUL-1 fue completado con una producción inicial de 7.300 BPD de 28,5 °API con reductor de 1/2" en un intervalo de 46, 4 metros.

En este trabajo se señalan las principales características geológicas del campo de El Furrial, sus expectativas y los resultados de la perforación.

INTRODUCCION

La zona de interés se encuentra al norte del estado Monagas, inmediatamente al sur del piedemonte de la serranía del Interior en el flanco norte de la subcuenca de Maturín cuenca Oriental de Venezuela.

En los últimos años se han efectuado programas exploratorios en diversas áreas de interés de la cuenca Oriental con resultados muy exitosos que la colocan en una posición de gran importancia, tanto por las reservas de petróleo pesado descubiertos en la Faja Petrolífera del Orinoco hacia el flanco sur de la cuenca, como por los recientes descubrimientos de crudo mediano, liviano y condensado efectuados por Lagoven, S.A. en el flanco norte de la subcuenca de Maturín en el área denominada "Norte de Monagas". (Fig. 1)

Para principios de 1985, Lagoven, S.A. inició en el norte de Monagas una nueva etapa de perforación exploratoria produciéndose en los primeros meses de 1986

un descubrimiento de gran importancia con la perforación del pozo FUL-1 descubridor del nuevo campo El Furrial.

MARCO GEOLOGICO REGIONAL

La geología de la serranía del Interior y el flanco norte de la subcuenca de Maturín ha sido estudiada por diferentes autores, entre otros: SOWERS (1957), SALVADOR (1958, 1964), ROSALES Y CLAXTON (1969), GONZALEZ DE JUANA *et al* (1980), MENESES Y NALSEN (1983). Tomando como base estos estudios y la nueva información sísmica se resume la estratigrafía y las principales características estructurales del norte de Monagas.

La estratigrafía del norte de Monagas se caracteriza por una secuencia sedimentaria de más de 9.000 metros, que se extiende desde el Cretácico Temprano hasta el Reciente. (Fig. 2).

La Formación Barranquín (Barremiense-Aptiense) está constituida por areniscas, limolitas y calizas; su ambiente de sedimentación varía de marino poco profundo a paludal. Por encima de esta secuencia se depositaron las calizas de la Formación El Cantil, ambas formaciones pertenecen al Grupo Sucre. La secuencia continúa con intercalaciones de calizas, areniscas, limolitas y lutitas que constituyen el Grupo Guayuta (formaciones Querecual y San Antonio).

Suprayacente a la Formación San Antonio se encuentran gruesos paquetes de areniscas correspondientes a la Formación San Juan con la cual culmina la secuencia cretácica y comienza el Terciario Temprano con las formaciones Vidoño (Paleoceno), principalmente lutítica y Caratas (Eoceno), constituida por areniscas y limolitas, que conforman el Grupo Santa Anita.

Durante el Oligoceno se depositó el Grupo Merecure, integrado por la Formación Los Jabillos, compuesta por areniscas que alternan con limolitas, la Formación Areo, esencialmente lutítica y la Formación Naricual, donde se presentan lutitas carbonosas, limolitas y capas gruesas de areniscas. Esta última formación se interpreta por primera vez hacia el sur de los campos tradicionales ubicados en el piedemonte de la serranía, a raíz de la perforación del pozo FUL-1. Por encima de Naricual se encuentra la Formación Carapita del Oligoceno Tardío a Mioceno Medio con un gran espesor de lutitas y desarrollos locales de areniscas turbidíticas de grano fino a muy fino. Discordante sobre la Formación Carapita yace la Formación La Pica del Mioceno constituida por lutitas de ambiente marino suprayacente a la Formación La Pica tenemos las lutitas de Las Piedras del Plioceno, las cuales presentan intercalaciones de areniscas y lignitos de ambiente fluvio deltáico. Finalmente tenemos la Formación Mesa constituida por arenas de grano grueso a conglomeráticas intercaladas con capas de grava y arcillas moteadas, del Pleistoceno. En el norte de la subcuenca de Maturín se pueden identificar claramente dos períodos tectónicos, uno muy complejo que afecta todas las formaciones pre-Mioceno Temprano y se caracteriza por un intenso plegamiento y fallamiento como respuesta a los esfuerzos compresionales que durante el Mioceno Tardío produjeron la orogénesis de la serranía del Interior y la definición de la cuenca Oriental Terciaria.

Los estudios de geología de superficie efectuados en la serranía del Interior y de geología del subsuelo en el flanco norte de la subcuenca de Maturín in-

dican que los pliegues se desarrollan en dirección preferencial N 70 E y que existen dos sistemas de fallas predominantes: El primero con rumbo N 70 E compuesto por fallas de corrimiento de buzamiento al norte y el segundo por fallas transcurrentes dextrales con rumbo NO-SE. (Fig. 3).

En el norte de Monagas el sistema de fallas de corrimiento da como resultado la segmentación en bloques de la secuencia Cretácico al Mioceno Temprano del flanco norte de la cuenca, con el desarrollo de pliegues alineados en la misma dirección de los corrimientos. También se ha determinado mediante la nueva información sísmica que el frente de deformación en la subcuenca de Maturín se extiende hasta unos 50 kilómetros al sur de la serranía. (Figs. 3 y 4).

El otro período de deformación está representado por un estilo estructural más sencillo, constituido por un monoclinas que buza al SSE, con depósitos continentales y próximo costeros del Terciario Tardío y Reciente tiempo durante el cual hubo relativa calma, a excepción de algunos episodios de orogenia que actuaron durante el Plioceno.

En la región existen diapiros de lodo (Fig. 4) los cuales causan deformación en la secuencia del Terciario Tardío desde la Formación Carapita del Oligo-Mioceno hasta el Holoceno.

ALINEAMIENTO ESTRUCTURAL DE EL FURRIAL-EXPECTATIVAS

Mediante la interpretación de datos sismográficos, se ha identificado al sur de los campos Jusepín y Orocuál, un importante alineamiento estructural de rumbo NE-SO, con 35 kilómetros de longitud y 10 de ancho, limitado en sus flancos norte y sur por fallas inversas de dirección aproximada N 70 E y buzamiento NO. (Fig. 5).

El alineamiento presenta 4 altos estructurales los cuales se han denominado El Furrial, El Corozo, San Vicente y Boquerón respectivamente separados entre sí por fallas de transcurrencia dextral de rumbo NO-SE.

La estructura del campo El Furrial es un pliegue anticlinal de 10 km de longitud con eje de dirección NE-SW, cuyos flancos tienen un buzamiento que varía en un rango de 15° a 20°, y están limitados por fallas de corrimiento. (Fig. 6)

Todas las estructuras están cubiertas por unos 1.800 metros de lutitas de la Formación Carapita, lo que constituye un excelente sello regional para el entrapamiento de hidrocarburos. El tope del yacimiento en el anticlinal de El Furrial, se encuentra a partir de unos 4000 metros.

La información aportada por los pozos de El Furrial indica que el borde de cuenca representado por los sedimentos de la Formación Naricual para el Oligoceno Medio, se extiende más hacia el sureste de donde se le conocía anteriormente (área de Travi); de esta manera se han incrementado notablemente las expectativas de la región, debido a las excelentes cualidades de roca yacimiento que presentan las areniscas de Naricual y a los espesores que alcanzan en el área.

Las expectativas de los prospectos se han evaluado mediante un programa que

simula los procesos de generación, migración y entrapamiento de hidrocarburos. Estos alcanzan unos 3283 millones de barriles para el alineamiento (Fig. 5), discriminados así: 2214 corresponden a El Furrial, 450 pertenecen a El Corozo, 407 a San Vicente y 212 a Boquerón. Estas reservas disminuyen hacia el este debido a la poca información existente en esa área, aumentando de esta forma el grado de incertidumbre. Para el cálculo se estimó que toda la secuencia estratigráfica desde la Formación Naricual hasta la Formación San Juan presenta saturación de hidrocarburos.

CARACTERISTICAS DE LAS ZONAS PRODUCTORAS EN EL CAMPO EL FURRIAL

La secuencia estratigráfica penetrada por los pozos perforados está constituida por sedimentos de las formaciones Mesa, Las Piedras, La Pica, Carapita, Naricual, equivalentes de las formaciones Areo y Los Jabillos del Grupo Merecurre Caratas y Vidoño del Terciario Joven; éstas últimas cuatro formaciones mencionadas se determinaron en El Furrial, por correlación de electrofacies con el pozo TRAVI-1.

En este pozo se describe la Formación Naricual en el subsuelo, infrayaciendo las lutitas de la Formación Carapita, aunque es oportuno destacar que en los pozos profundos, perforados en los campos de Orocuál y Quiriquire a pocos kilómetros al este de TRAVI y al noreste de El Furrial, no se presentan los desarrollos arenosos de Naricual, lo que evidencia una gran complejidad estratigráfica para la región, además de la estructural.

FORMACION NARICUAL

La descripción litológica se hizo con base a electrofacies, análisis de núcleos y muestras de ripios.

Las areniscas de la Formación Naricual, presentan excelentes propiedades petrofísicas, con porosidades del 15%, permeabilidades que varían entre 588 md y 122 md y saturaciones de petróleo mayores del 80%. El espesor promedio de arenas saturadas de petróleo en la Formación Naricual es de unos 244 metros. La presencia de esta formación en la estructura de El Furrial es de gran importancia tanto para la reinterpretación geológico-geofísica del área como para la redefinición de las expectativas de la región. En el campo El Furrial la Formación Naricual se ha subdividido informalmente en tres miembros: Superior, Medio e Inferior. (Fig. 7), basado en correlaciones estratigráficas con registros eléctricos, siguiendo marcadores lutíticos presentes en los pozos.

NARICUAL SUPERIOR

Este miembro tiene un espesor de aproximadamente 140 metros, con 79 metros de arena neta petrolífera. Sus características fueron determinadas mediante 61 metros de núcleo que fueron cortados en el pozo FUL-2 desde 4085,3 metros hasta 4110,9 metros y desde 4144,5 metros hasta 4178,3 metros. De la descripción litológica y del análisis textural de ese núcleo se determinó que las areniscas de esta unidad varían de grano grueso a fino, de subredondeados a redondeados, con buen escogimiento e intercalaciones de lutitas delgadas. Presenta láminas de materia orgánica, intervalos de siderita, nódulos de pirita, láminas de carbón, microfallas, lentes pequeños conglomeráticos; también se observan bioturbaciones verticales y horizontales. Las estructuras sedimentarias predominantes son: estratificación cruzada laminaciones paralelas, estructu-

ras flamiformes, de carga y laminación cruzada bidireccional. Por lo antes descrito, se interpreta que estos sedimentos fueron depositados en un ambiente próximo costero donde predominan facies de barra litoral, playa anteplaya, canales y llanuras de marea, lagunas y pantanos litorales. (Fig. 8).

NARICUAL MEDIO

Este miembro presenta un espesor de aproximadamente 128 metros, de éstos, 50 metros son de arena neta petrolífera, se diferencia de los miembros superior e inferior por presentar frecuentes intercalaciones de lutitas y limolitas en las areniscas así como intercalaciones de lignito.

NARICUAL INFERIOR

Es el de mayor espesor con aproximadamente 213 metros, de los cuales 106 metros son de arena neta petrolífera.

Las areniscas de los últimos miembros son de color beige de grano fino a grueso, subredondeados a subangulares, moderadamente escogidas a bien escogidas, con matriz arcillosa. Estas areniscas presentan intercalaciones de lutitas de color gris oscuro y limolitas delgadas de color gris, también se observa presencia de pirita.

FORMACION LOS JABILLOS

Constituída por areniscas de grano fino a medio, subredondeados a subangulares, con escogimiento moderado, de color gris claro a marrón oscuro con un espesor de 140 metros de los cuales 7,3 metros son de arena neta petrolífera. Estas areniscas están interestratificadas con limolitas y lutitas. Las limolitas se presentan en capas de hasta 4,6 metros de espesor, de color gris con presencia de pirita diseminada y las lutitas son ocasionalmente carbonosas con un espesor que varía de 1,5 metros hasta 3 metros de color gris oscuro a negro. De la evaluación petrofísica de esta formación se obtuvieron valores de 11% de porosidad, 30% de saturación de agua y una arcillosidad de 6%.

FORMACION CARATAS

Esta formación esta representada por areniscas de grano fino a medio subredondeada a subangular, moderadamente escogidas con interestratificación de limolitas y lutitas. El espesor promedio de esta formación es de 152,4 metros, de los cuales 64 metros son de arena neta petrolífera. En su parte inferior se nota la presencia de calizas de color gris claro en forma de fragmentos redondeados. La evaluación petrofísica de las arenas arrojó los siguientes valores: 11% de porosidad, 28% de saturación de agua con una arcillosidad de 16%.

RESULTADOS DE LA PERFORACION

El pozo FUL-1 fue completado en las arenas superiores de la Formación Naricual en el intervalo 4.177,4-4.223,8 metros selectivo, donde se delimitó el yacimiento Naricual Superior-01, con la prueba de completación siguiente:

| FECHA | BNPD | %AyS | RGP | °API | RED | PT/Lppc) |
|--------|------|------|-----|------|------|----------|
| 4-2-86 | 7331 | 0,0 | 988 | 28,5 | 1/2" | 5500 |

Las reservas asignadas al descubrimiento en el miembro Naricual Superior fueron calculadas en 162,7 MM barriles para las probadas y 91 MM para las probables. Adicional a las reservas descubiertas por el pozo FUL-1 en Naricual Superior, se han obtenido reservas en el miembro Naricual Inferior y en las formaciones Los Jabillos y Caratas por la completación de los pozos FUL-2 y FUL-4 respectivamente. También se calcularon las reservas probables y posibles adyacente a las áreas probadas en las formaciones antes mencionadas, los cuales contabilizan un total de 1543,1 MM de barriles de crudo mediano para fines de 1987.

BIBLIOGRAFIA

- BOLLHEIMER, P. (1986). Interpretación Geofísica del área Lirial-Cachipo. Informe Lagoven (inédito).
- GONZALEZ DE JUANA, C., et al. (1980). Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas. Edición Foninves (Caracas). Vol. II
- GUTIERREZ, R. (1987). Nuevas expectativas en la subcuenca de Maturín, Cuenca Oriental de Venezuela. Boletín Técnico Arpel.
- MENESES, C. y NALSEN, M. (1983). Evaluación Geológica preliminar. Norte de Monagas. Informe Lagoven (inédito).
- ROSALES, H. y CLAXTON, C.D. (1969). Terciario Inferior y Cretáceo del Norte de Monagas. Informe Lagoven. No 3300.228.11.
- SALVADOR, A. (1958). Prospectos Petrolíferos en el Norte de Monagas. Informe Lagoven No. 3300.228.4
- SALVADOR, A. (1964). Prospectos Petrolíferos en el Norte de Monagas. Reporte Lagoven No. 3300.228.4.
- S.A. CONSULTORES CSC. (1987) Descripción sedimentológica de núcleo e interpretación paleoambiental del pozo FUL-2. (inédito)
- SHELL INTERNATIONAL PETROLEUM (1982). Estudio del Yacimiento de gas del Campo Quiriquire. (inédito).
- SOWERS, G.M. (1957). Correlación de subsuelo del Terciario Inferior y Cretáceo Superior en el área Norte del Campo Jusepín. Informe Lagoven No. 3300.228.3
- ZAMORA, L. y CASTRO, M. (1982). Geología Petrolera del Flanco Norte de la Subcuenca de Maturín Venezuela Oriental. 1er. Simposio Bolivariano Cuenca Subandina, Bogotá.

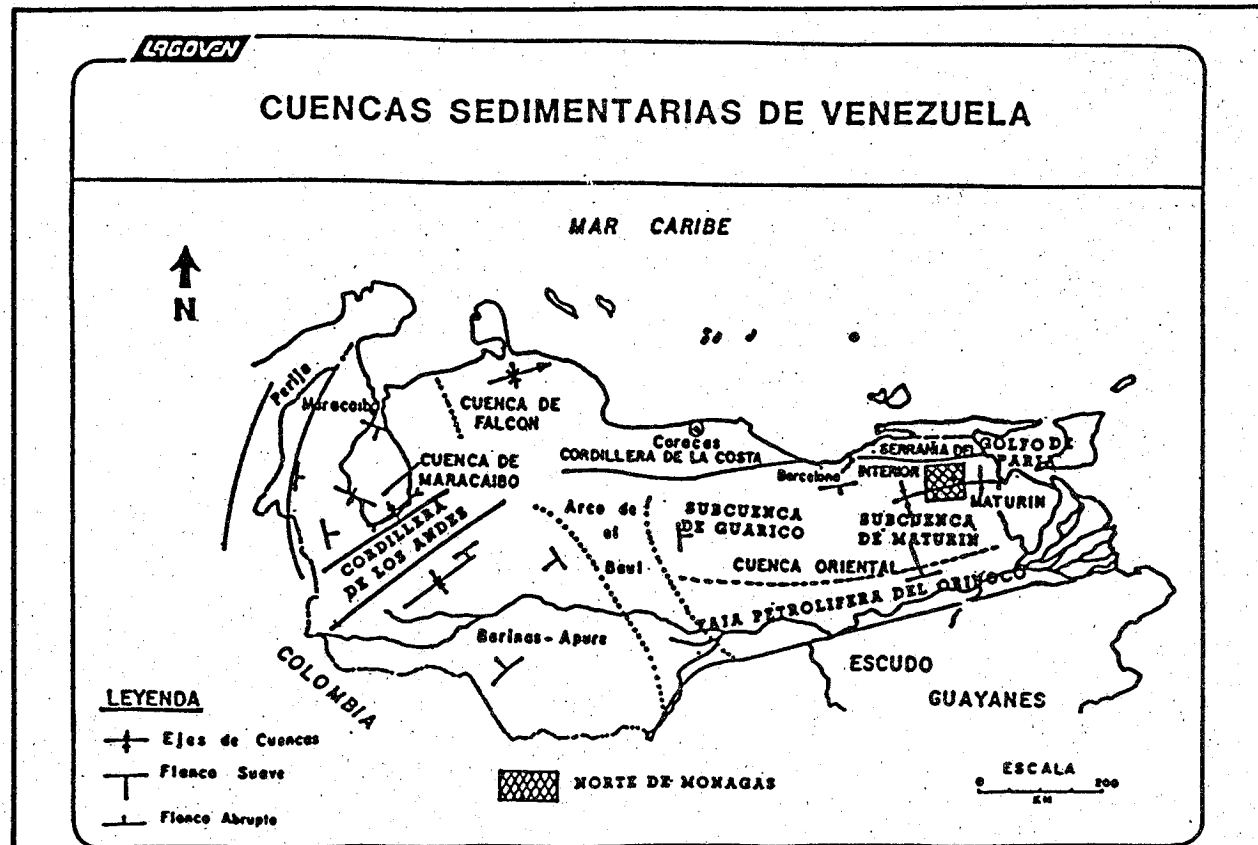


FIG. 1

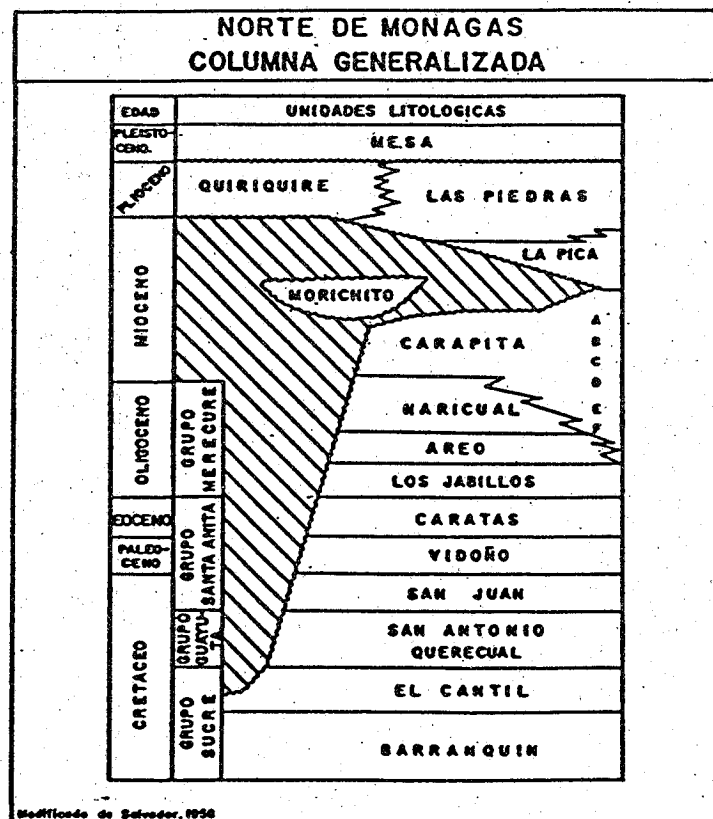
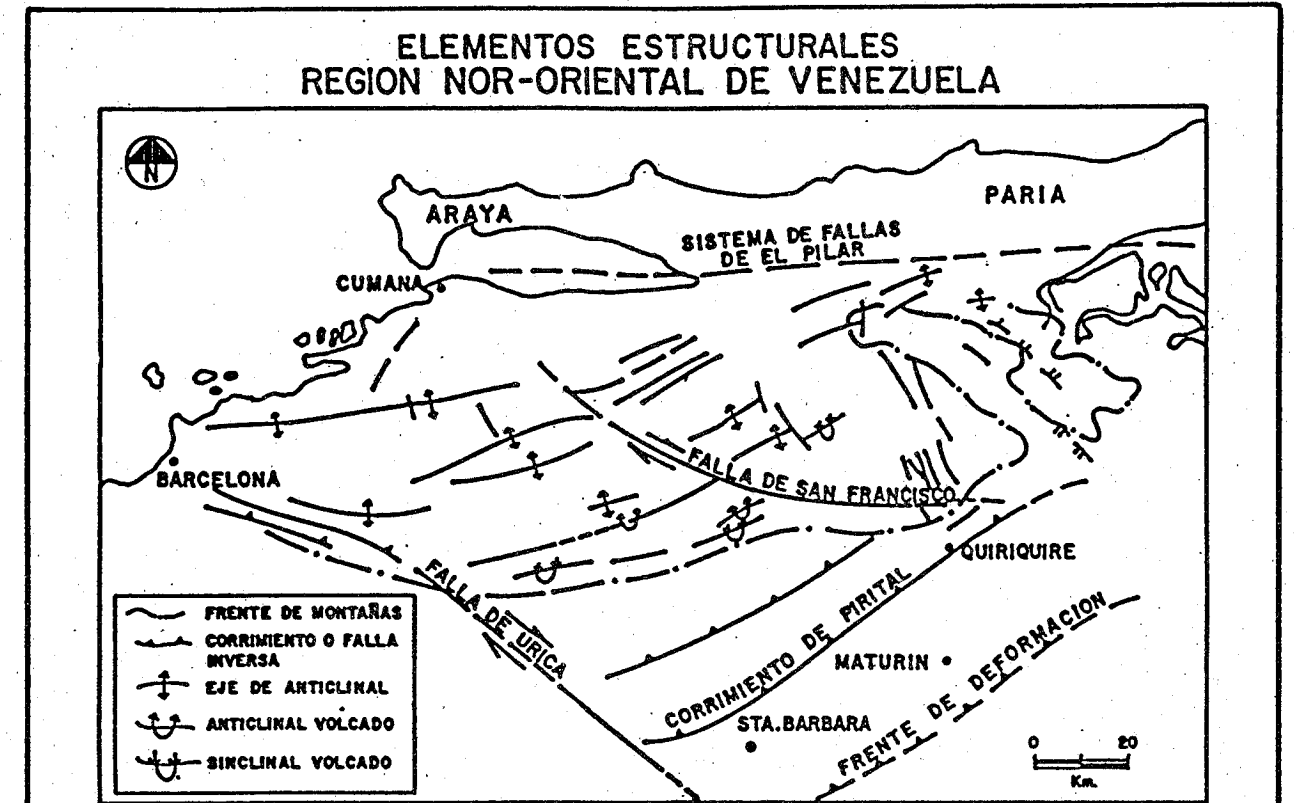


FIG. 2



Modificado Informe Interno Legoven 1983

FIG. 3

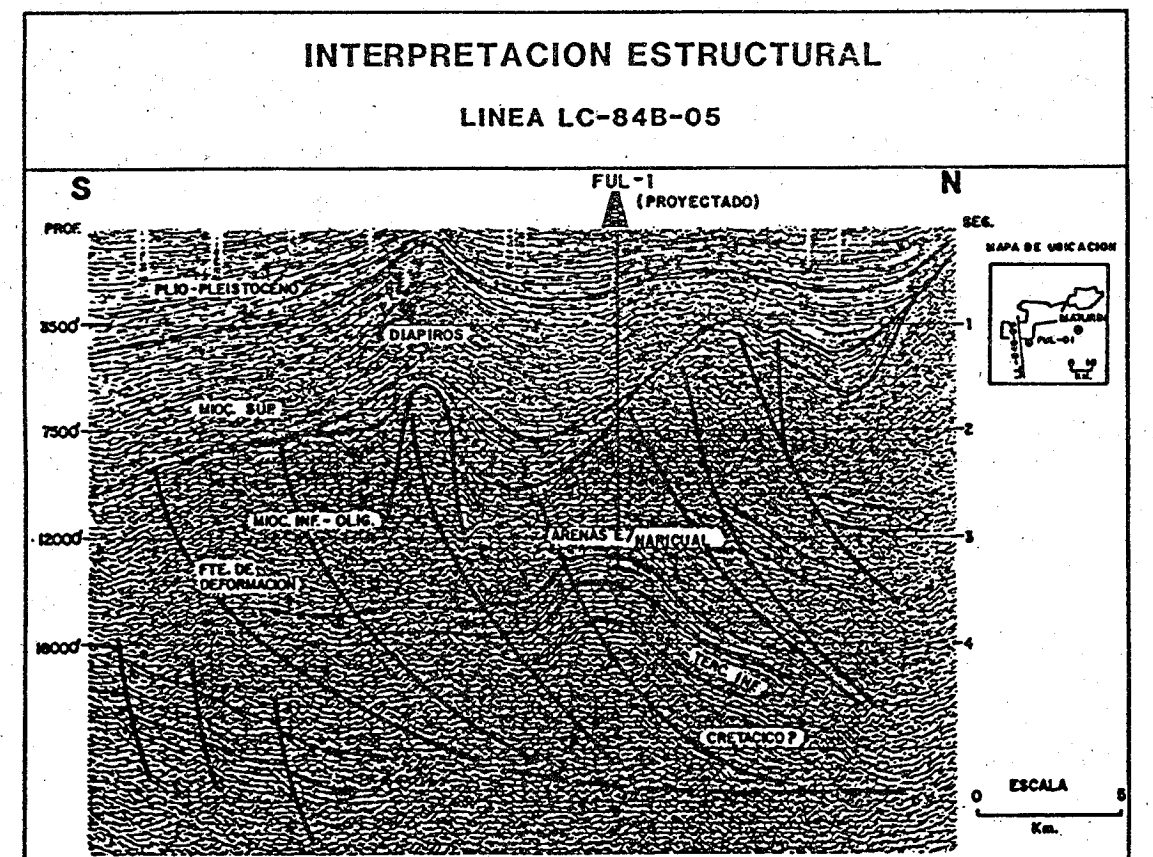


FIG. 4

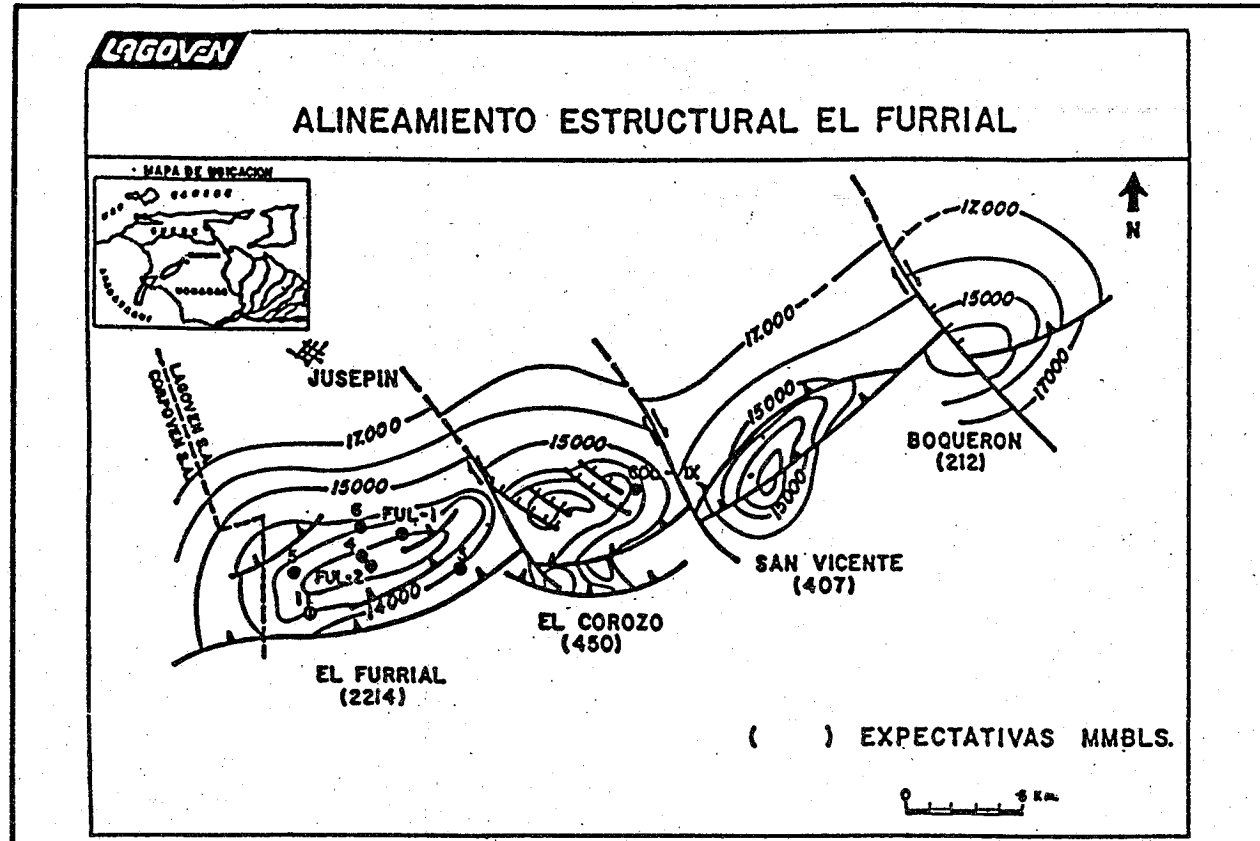


FIG. 5

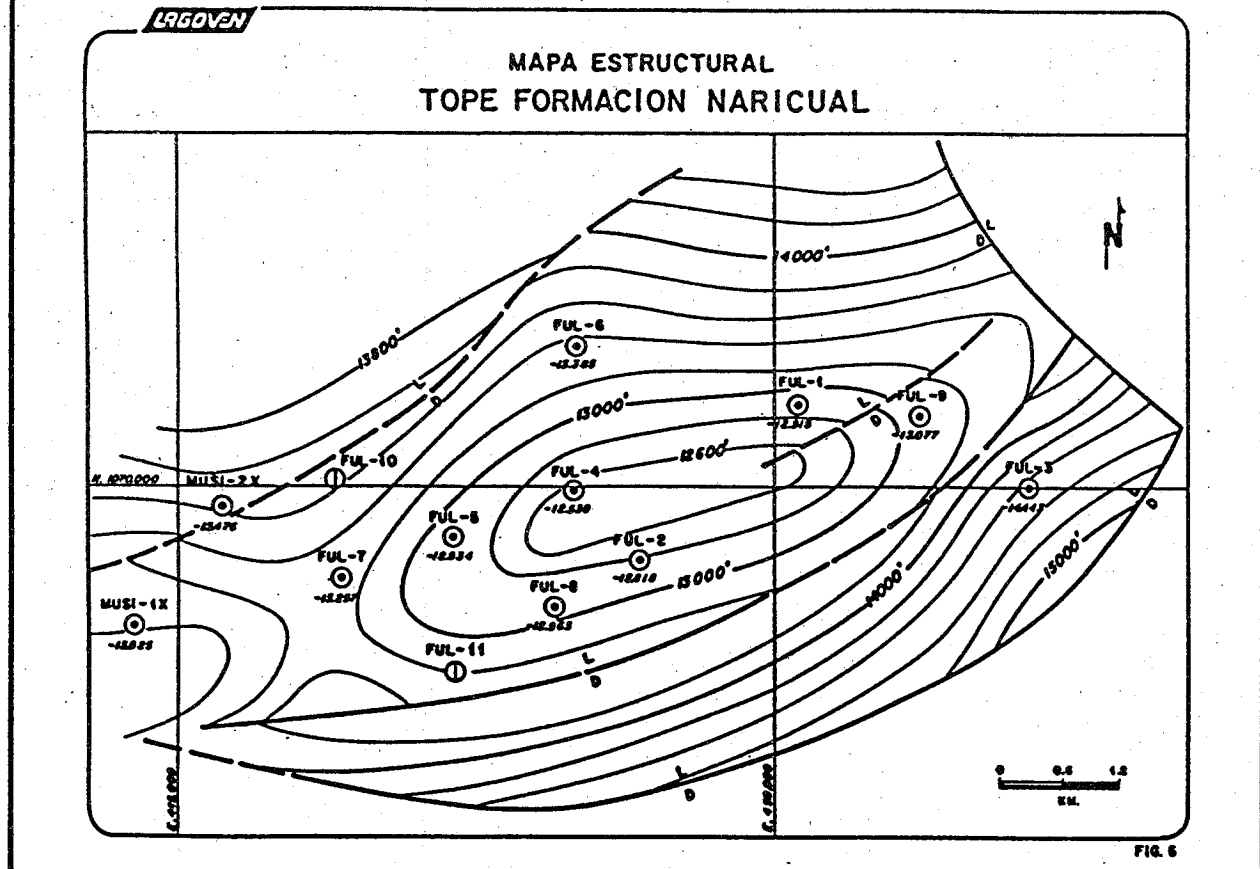


FIG. 6

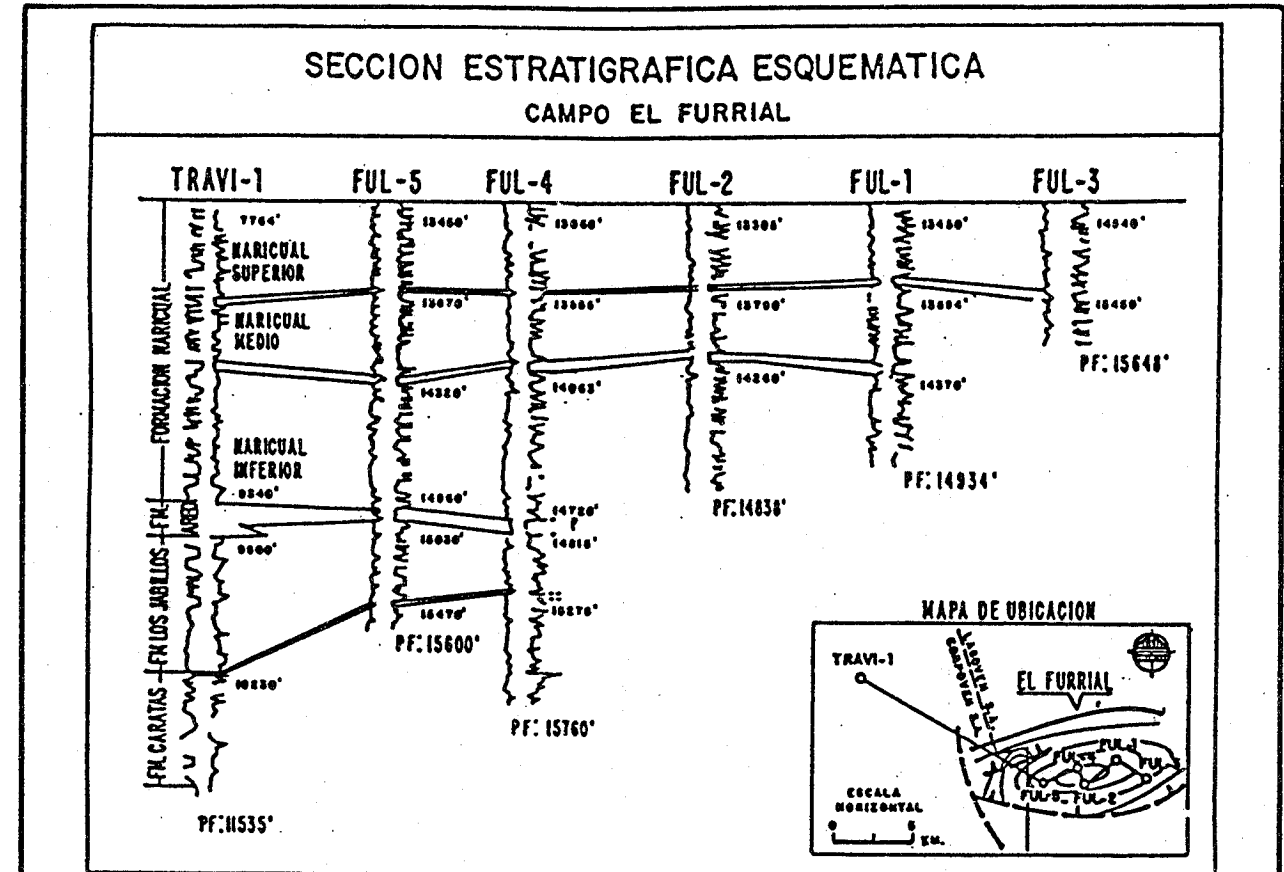


Fig. 7

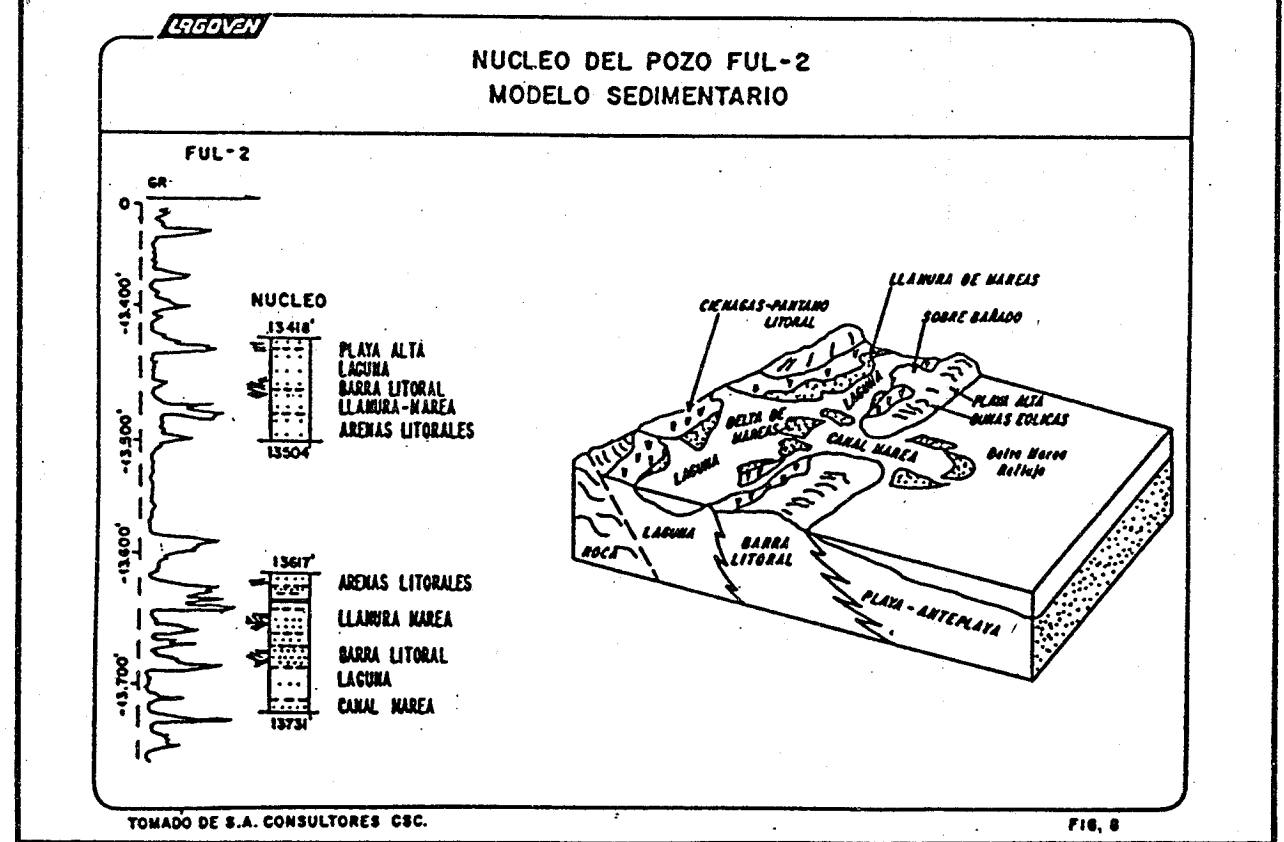


FIG. 8