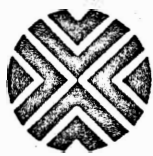


EXPLORACION Y EVALUACION
DE LA FAJA PETROLIFERA
DEL ORINOCO

POR: GIOVANNI FIORILLO M.

ESTE TRABAJO SERA PRESENTADO EN EL SIMPOSIO
SOBRE EXPLORACION EN LAS CUENCAS SUBANDINAS
BOGOTA - COLOMBIA



PETROLEOS DE VENEZUELA, S.A.

CARACAS. AGOSTO 1982

INTRODUCCION

Para la implementación de la campaña exploratoria y de evaluación, PDVSA dividió la Faja en cuatro áreas asignándolas a las filiales operadoras (ver figura 1) con el fin de cubrir un área de unos 54.000 kms.² en el menor tiempo posible; sin embargo, antes de 1979, el Ministerio de Energía y Minas había realizado programas exploratorios llevando a cabo 12.000 kms. de líneas sísmicas y perforado 120 pozos en el área de la Faja. Hasta la fecha se han grabado 26.883 kms. de líneas sísmicas y perforado 744 pozos, lo cual da una densidad de información (pozos/km², ver figura 2) suficiente para hacer una evaluación regional con poca incertidumbre, y consecuentemente una estimación bastante real de los recursos existentes, además de definir las áreas prioritarias requeridas para la explotación de la Faja.

RESUMEN

Se ha denominado como Faja Petrolífera del Orinoco a la serie de acumulaciones de petroleos pesados y extrapesados paralelas a la margen norte del rio Orinoco; que forman parte de la Cuenca Oriental de Venezuela.

Desde los años 30 se tiene conocimientos de la existencia de una "Faja Bituminosa" que más tarde debido a los resultados de una intensa campaña exploratoria se convierte en la "Faja Petrolífera del Orinoco" Estos descubrimientos en la región desde comienzos de siglo fueron la base para el desarrollo de campos petroleros en el este del país, actualmente producen un total de 475.000 - BPD, con un acumulado de aproximadamente 5×10^9 BP.

Debido a que los crudos pesados y extra-pesados fueron considerados poco atractivos comercialmente, la explotación había sido diferida; sin embargo, en el año 1979, Petróleos de Venezuela, S.A. inicia la evaluación integral de la Faja Petrolífera del Orinoco apoyada en sus cuatro filiales operadoras: Corpoven, Lagoven, Maraven y Meneven, consistente en ejecutar lo antes posible, las etapas de exploración, investigación y planificación que permitan desarrollar a corto plazo un potencial de producción significativo.

Este trabajo presenta los resultados obtenidos en las actividades de geofísica y de perforación necesarias en la selección de las áreas prioritarias requeridas para la generación de potencial de producción planificado para la Faja.

Es importante destacar que con la incorporación de información adicional, se hará necesario ajustar los modelos geológicos y por ende los programas de geofísica y perforación.

La integración de la información proveniente de 565 pozos y más de 20.000 kms. de líneas sísmicas ha sido utilizada para ajustar la estrategia de evaluación que se está llevando a cabo a fin de lograr una evaluación regional de la Faja para 1983.

ESFUERZO EXPLORATORIO

En base a los estudios y evaluaciones existentes se elaboró la planificación de Exploración para completar la evaluación de la misma (Fig. 3). a finales de 1983, considerando que con la generación de información adicional, la estrategia exploratoria sería re-orientada.

GEOFISICA

En base a los resultados geofísicos obtenidos, se han elaborado mapas estructurales en tiempo en el horizonte Basamento Igneo de las formaciones pertenecientes al Precámbrico y en la discordancia base del Cretácico. La conversión de estos mapas en profundidad se hizo en base del control de registros eléctricos, CVL y datos de velocidad sísmica.

Con los levantamientos sísmicos efectuados ha sido posible identificar anomalías y eventos estructurales en el Basamento que se consideran de gran importancia. (Fig. 4A y 4B).

Parámetros de Grabación:

El diseño de las nuevas redes sísmicas se basó en los datos estructurales aportados por los levantamientos analógicos; los parámetros de adquisición fueron seleccionados a partir de los análisis de ruido y de los objetivos buscados en la sección estratigráfica. Los estacados se han variado en espaciamiento de acuerdo con los espesores sedimentarios presentes en los diferentes sectores bajo estudio.

Análisis de calidad de los datos:

Los datos Dinoseis son de calidad pobre a regular, pero han servido para delinear la estructura y estratigrafía regional. Los datos Vibroseis están resultando de calidad regular a buena dependiendo de la región en que fueron grabados. La mayor parte de las secciones Vibroseis se han controlado con datos de pozos, gráficos de velocidad de intervalo y sismogramas sintéticos. Los resultados logrados hasta el presente no niegan la posibilidad de lograr una buena interpretación sismo-estratigráfica que pueda ser fundamental en la determinación y evaluación de las áreas prospectivas. Se ha determinado que la fuente Vibroseis de 8 a 120 Hertz con estacados cortos puede grabar información de buena calidad mediante utilización de cámaras de 96 canales.

Análisis de resultados de procesamiento:

El procesamiento de datos sísmicos ha sido esencialmente de secuencia convencional, DEMU-PREPRO-ESTATICAS-VELOCIDADES-NMO-STACK-ESTATICAS RESIDUALES-FILTRO, aplicándose en general la deconvolución antes y después del apilamiento de trazas. Se han preferido las correcciones estáticas automáticas y la multiplicidad de 2.400% sobre la de 1.200%.

Con respecto a los levantamientos geofísicos viejos se han reprocesado las antiguas líneas analógicas; los primeros resultados indican que se puede extraer información particularmente en la sección del Terciario.

Control de velocidades sísmicas de pozos:

En la perforación de pozos se ha tenido especial interés en recuperar información de velocidades para el debido control de profundidad de los marcadores sísmicos. Un 80% de los pozos perforados han sido perfilados por tiros de verificación, cada cual con su correspondiente sismograma sintético. Donde no alcanzan los datos de pozos la estimación de profundidades se tabula a partir de los valores de RMSV.

La heterogeneidad de la sedimentación no permite extrapolar los datos de un pozo, por lo que ha sido necesario tomar perfiles sísmicos, sónicos y de densidad en cada pozo para un mejor control en la definición de los cuerpos porosos individuales.

Un resumen cronológico de las actividades Geofísicas desarrolladas de muestras se indican a continuación:

	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>Total</u>
Sísmica (kms)	2.469	2.020	6.825	5.118	16.432

Aspectos Resaltantes:

Se han identificado anomalías y eventos estructurales en el basamento que se consideran de gran importancia, tales como:

- a. En el área de Zuata se identificaron estructuras de Horst y Graben, con profundidades máximas, las cuales ocurrieron durante el Pre-Cretáceo permitiendo la acumulación de grandes cantidades de sedimentos del Paleozóico y Post Paleozoico. Esta columna sedimentaria puede en algunos casos alcanzar más de 10.000'. Actualmente se desconoce su potencial hidrocarburífero, aunque algunos pozos han mostrado petróleo en la Fm. Hato Viejo (Paleozoico);

sin embargo una evaluación detallada del Paleozoico será realizada en una 2da. etapa de exploración profunda.

b) En el área de Machete por medio de la sísmica se han identificado zonas de reflexiones profundas por debajo del alcance de las secciones que parecen ser una continuación de las zonas profundas encontradas en el área de Zuata y que se identifica como el Graben de Espino. En líneas generales el basamento es un monoclinal de buzamiento suave hacia el norte en el área al sur de la Falla de Altamira. Al Norte de la falla Saban-Ruíz, la estructura del basamento se resuelve en un alto afectado por fallas de dirección NE-SO y EO conformando un cuadro de cierta complejidad. El alto estructural en referencia tiene la configuración de un domo afectado con un tectonismo bastante marcado.

PERFORACION

Con los programas de perforación exploratoria realizados hasta el presente se ha logrado un conocimiento más detallado de la geología de la Faja definiendo los tipos de entrampamiento, tamaño de las acumulaciones, características de los yacimientos, modelos geológicos y de paleo-ambientes, calidad y origen de los crudos. La evaluación se ha realizado siguiendo el esquema que se indica en las Figuras 5 y 6. Como se puede observar, desde el año 1981 existe un descenso en el número de pozos exploratorios perforados, ya que algunos sectores se consideran evaluados y en detalles adicionales se lograron por medio de pozos de avanzada y desarrollo.

Durante el desarrollo del programa de perforación se han hecho consideraciones y cambios de gran importancia que han redundado en una mayor efectividad en las operaciones. Tal es el caso de la utilización de los lodos de perforación en base a polímeros los cuales mejoran notablemente la calidad y la uniformidad del hueco en formaciones de arenas no consolidadas en comparación con los barros convencionales a base de lignosulfonato. Además ha evaluado la utilización de diferentes tipos de barrenas, cambios en la velocidad de perforación, etc. a objeto de mejorar la eficiencia de perforación. Un resumen de las actividades de perforación exploratoria por año se indican a continuación:

	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>	<u>1983</u>	<u>Total</u>
<u>No. de Pozos Exploratorios</u>	46	286	295	138	98	863

En cuanto a la cementación de los pozos se han encontrado fallas que aún se están investigando.

Las completaciones de los pozos se están realizando de diferentes maneras a fin de evaluar su efectividad. Se puede decir que los resultados están mostrando que la completación a hueco abierto empacado con grava, para arenas que no contienen agua móvil; y la del revestidor ranurado dentro del revestidor de producción, para problemas con lentes de agua intercalados, parecen ser las más efectivas. El esquema de evaluación utilizado por las filiales en la perforación de los pozos se muestran en la Figura 6. Esta información se utilizará en la evaluación integral de la Faja.

SINTESIS REGIONAL

El programa exploratorio realizado hasta el 30-06-81 ha definido algunas de las provincias geológicas en forma detallada y permitiendo identificar áreas con características propias de yacimientos, ocurrencias de hidrocarburos, ambientes de sedimentación y factores de entrapamiento. En general, la estrategia seguida ha sido la de perforar pozos sobre posibles trampas identificadas con sísmica. Aun con espaciados grandes de varios kilómetros, el resultado ha sido exitoso. En algunos casos se ha reducido el espaciamiento a 2 kms. lo que ha permitido una mejor definición de las áreas prioritarias para explotación.

Con la actualización e integración de los mapas existentes (estructurales, isópacos, relación arena/lutita, isogravedades etc.) se ha podido llegar a formular consideraciones geológicas generales tales como:

- La Faja es un complejo de ambientes de sedimentación y de estructuras que preservan sedimentos de tres ciclos de distintas edades.
- Debido a la gran extensión de la Faja se pueden esperar diferentes tipos de entrapamientos de los hidrocarburos. Como se verá más adelante los crudos de la Faja son crudos migrados y durante su migración fueron afectados por diferentes factores para su entrapamiento. En algunas zonas se nota la predominancia de un solo factor, sea estructural o estratigráfico, en tanto que en otras existe combinación de ambos.
- Se confirma el factor de entrapamiento de hidrocarburos para la zona norte como estructural - estratigráfico, semejante a las

áreas tradicionales de explotación: Oficina, Temblador y Las Mercedes, ubicadas al Norte de la Cuenca Oriental. Para la zona central se determina que mayormente es estratigráfico, ya que existe ocurrencia de petróleo a ambos lados de la falla. En el sector sur predomina el factor estratigráfico representado por la terminación de capas sedimentarias contra los remanentes erosionales del Basamento.-

- Existe una gran variación en la calidad de los crudos existentes. Se han encontrado crudos que varían desde los 4° API en la Provincia de Guárico hasta los 20° API al norte de la Provincia de Zulia y gas seco en el Guárico.

Análisis de estos crudos comparados con crudos pesados y extrapesados que actualmente se producen en el país se muestran en la Figura 7.

- De los estudios Geoquímicos realizados por el INTEVEP S.A. en conjunto con el IFP (Francia), así como también por la filial CORPOVEN S.A., se determinó que los crudos de la Faja ocurrentes en formaciones de edades Oligoceno y Mioceno provienen de rocas madres prevalentemente Cretácicas localizadas en la parte norte de la Cuenca. Una migración Sur-Sureste ocurrió durante el mismo período y posteriores dando lugar a las características particulares de los crudos pesados y extra-pesados de la Faja. (Fig. 8).
- En lo concerniente al gas presente en la Faja, se ha determinado que puede tener 3 orígenes diferentes:
 - a. Gas biogénico originado en la propia Faja por la acción bacteriana sobre las rocas madres inmaduras.
 - b. Gas originado por las rocas madres húmicas, donde éstas están maduras y migrado sobre distancias intermedias.

- c. Gas originado por el estado de sobremaduración tardía de todas las rocas madres en la parte más septentrional de la Cuenca y migrado hacia el sur sobre grandes distancias.
- En el caso de la sub-cuenca del Guárico, del estudio geoquímico - realizado por CORPOVEN, S.A., se obtuvo lo siguiente:
 - a. Análisis Convencional de Roca-Madre.- La materia orgánica diseminada en los sedimentos finos de toda la columna sedimentaria ha resultado ser muy inmadura.
 - b. La temperatura de pirólisis es constantemente inferior al valor de 435F.
 - c. El color del polen es constantemente amarillo.

En base a estos datos se puede llegar a la conclusión de que independientemente de la presencia (o no) de potenciales rocas madres en el sector estudiado en la Faja, el único hidrocarburo que se ha podido generar en el sitio es gas biogénico debido a la actividad bacterial.

La sección Terciaria de la Faja contiene numerosos intervalos que son potenciales rocas madres y que generarían hidrocarburos si el enterramiento fuese mayor.

- En el área de Machete los análisis de las muestras de gas producido de las formaciones La Pascua y Roblecito en el Arco de Monasterio, y del Miembro La Cruz de la F. Tigre en el Alto de Machete, indicaron que el gas tiene un promedio de 92% de metano y el resto Nitrógeno, Etano y Dioxido de Carbono. El poder calorífico es de 990 BTU/pc y la gravedad específica de 0,61. Los análisis de gas producidos para las otras áreas fueron similares.

- Se continúan evaluando las acumulaciones de gas libre por considerarlas muy importantes, ya que éste se podría utilizar como combustible para el tratamiento del petróleo (deshidratación) y para la generación de vapor.
- El programa de perforación ha permitido definir sectores con acumulaciones de importancia y además definir con bastante detalle las áreas prioritarias para explotación DSMA en el área de Cerro Negro y Guanipa 100 + en el área de Hamaca. De estas áreas de explotación se tiene planificado producir 180.000 B/D y 100.000 B/D para 1988 respectivamente.

Estas áreas representan tan solo el 2,8% del área total de la Faja y tienen las siguientes características: (Figs. 9, 10 y 11)

Area D.S.M.A. (Cerro Negro)

Cobertura = \pm 1.500 kms.²

Petróleo Original en sitio (POES): 6,477 X 10⁹ bls. (El POES del área total es de: 240 X 10⁹ bls)

Producción 1988: 180.000 B/D

ANP por pozo = 300'-400'

Producción diaria por pozo = 100 - 400 B/D (en frío).

Gravedad: 8,3 API

Area Prioritaria Guanipa 100+

Cobertura	=	1.500 km ²	(solamente Faja)
Petróleo original en Sitio (PCES)		30 x 10 ⁹ bls.	(solamente los bloques A,B,C,D)
Producción 1988	=	95.000	B/D
ANP por pozo		50' - 400	
Producción diaria por pozo	=	30 - 400	B/D (en frío)
Gravedad		8,9° - 12,8°	API

Otras áreas prospectivas para una producción a mediano o largo plazo han sido determinadas pero requieren de evaluación más detallada. Tal es el caso del área de Zuata-San Diego que tienen las siguientes características:

Cobertura	=	2.220	km ²
Petróleo Original en Sitio (POES):		177,0 x 10 ⁹	bls.
ANP por pozo:	=	100' - 250'	
Producción diaria por pozo	=	20 - 540	B/D
Gravedad:		8,9 - 12,4°	API.

MODELOS GEOLOGICOS Y DE PALEO-AMBIENTE

En la construcción de los modelos geológicos se conjugan todos los datos obtenidos del programa exploratorio y se integran los estudios que se realizan a fin de lograr una interpretación lógica que permite mostrar la geometría, límites y comportamiento de los yacimientos.

En la Faja se han podido establecer diferentes provincias geológicas, inclusive para una misma formación o miembro en los que sus ambientes de sedimentación, con sus cambios de facies, le imprimen las características propias a cada yacimiento. Aún cuando faltan interpretaciones detalladas de los datos sísmicos y de pozos en algunos sectores, éstas y los modelos geológicos que se han logrado son de base confiable para la continuación de la exploración en detalle, y la definición de las áreas potenciales para la explotación.

La Faja se presenta como un cuadro complejo de ambientes de deposición con una combinación de sedimentos terrígenos provenientes de las descargas de los ríos, y las transgresiones y regresiones de un mar somero sobre la plataforma cratónica del Escudo de Guayana, lo que va a producir sedimentos depositados en condiciones continentales, paludales, parálicas, deltaicas y marinas en una unidad de tiempo determinado.

La máxima transgresión marina, con la sedimentación de las lutitas de la Formación Freitas, llega hasta casi la porción actual del Río Orinoco afectando las áreas de Cerro Negro, (Fig. 12) Hamaca y este

de Zuata, mientras que la parte Oeste permanecía levantada y sujeta más bien a un proceso erosivo y de sedimentación continental. En este tiempo se inició un movimiento orogénico que culminó con el levantamiento de las montañas en el norte, los anticlinales de Anaco y la regresión del mar, cambiando así los ambientes de sedimentación. En las Figuras 12 y 13 se muestran los modelos geológicos para las unidades productoras más importantes basado en el grado de conocimiento que se tiene hasta el presente.

Las áreas productoras en la Faja principalmente pertenecen a formaciones del Terciario y Cretáceo. En las áreas de Cerro Negro, Hamaca y este de Zuata, la Formación Oficina es la más prolífica en contenido de hidrocarburos; sin embargo, esta formación no tiene las mismas características en toda su extensión, ya que existen variaciones en cuanto a las facies de sedimentación, y los ciclos de depositación de los sedimentos. Estos cambios le imprimen características a cada yacimiento y lo limitan en su extensión. Igualmente sucede con las formaciones Chaguaramas y Roblecito en la Sub-Cuenca de Guárico.

A pesar de tener arenas más masivas y de mayor extensión areal, el contenido de hidrocarburos en las Formaciones del Cretáceo es menor y generalmente se encuentran mojadas.

Las características de los yacimientos para cada formación han sido basadas en interpretación petrofísica de los registros y en algunos casos comparando estos resultados con análisis de núcleos.

Para la evaluación petrofísica se utilizan programas computarizados, tanto por parte de las compañías de servicio como por parte de las filiales.

Los datos tomados de los perfiles alimentan los programas, los cuales realizan operaciones estadísticas y calculan los parámetros promedios para el pozo total, por formaciones y por arena neta total (AN), arena neta petrolífera (ANP), y arena neta gasífera (ANG), según parámetros de corte introducidos durante su ejecución.

Los parámetros calculados tales como espesores, porosidad, V_{sh} , S_w , S_{xo} , etc. se están comparando con porosidad y permeabilidad de núcleos tomados a la profundidad correspondiente.

Con la información obtenida de los pozos perforados se ha podido definir tendencias regionales de porosidad efectiva y arcillosidad por formaciones. Así en el Area de Machete para la parte basal de Chaguaramas, Roblecito y Tigre, las porosidades tienden a disminuir hacia el norte debido al aumento de profundidad. En todas las formaciones, con excepción de la parte basal de Chaguaramas, las curvas de isoporosidades tienden a disminuir en dirección noroeste, fenómenos posiblemente asociado con el levantamiento de El Baúl.

Con respecto a la arcillosidad, las formaciones Chaguaramas y Roblecito, presentan un patrón de tendencia parecido mostrando una franja de máxima arcillosidad, que en el Arco de Monasterio tiene

una dirección aproximada E-W y hacia el Alto de Machete y la zona Norte toma una dirección SE-NW.

Para la Formación La Pascua, las arenas se hacen más limpias hacia el Norte, debido a un cambio de facies.

La arcillosidad en la formación Tigre presenta una tendencia a aumentar hacia el Este, Norte y Sur, por razones de cambios de ambientes de sedimentación más profundo o por diagénesis.

En el Area de Zuata para las formaciones Oficina y Merecure las porosidades tienden a disminuir hacia el Norte debido a la profundidad y a los cambios de facies; presentándose en la parte central de Zuata-San Diego las arenas con mejores desarrollos y mejores propiedades en cuanto a permeabilidad y porosidad, deteriorándose hacia el este donde éstas se vuelven más lenticulares. La formación Tigre contiene generalmente arenas masivas similares en apariencia en el registro eléctrico a las arenas basales del Terciario, con algunas excepciones en casi toda el área se encuentran mojadas.

En el Area de Hamaca, el grupo Merecure está representado por una sola facie de areniscas con intercalaciones de lutitas y limolitas que se adelgazan y acúan hacia el sur desapareciendo en las cercanías del pozo SCZ-7. Las arenas de Merecure son prospectos petrolíferos en el Area de Hamaca. En la parte norte de esta área, las características en la Formación Oficina son similares a las que presenta esta formación en el Area Mayor de Oficina, y es la formación más importante desde el punto de vista de acumulaciones comerciales

hidrocarburos. La parte basal de la Formación Oficina es una sucesión alternada de areniscas, lutitas y lignitos de llanura deltaica. En la parte este del Area de Hamaca la alternancia típica de areniscas y lutitas se pierde debido a un cambio a facies más arenosas. Las variaciones de las porosidades y permeabilidades de estas arenas pudieran estar más afectadas por el contenido de limo y arcillas más que por la compactación.

En el Area de Cerro Negro, la formación más prolífica es la Formación Oficina la cual se presenta hacia el Norte con las mismas características que tiene en los campos Jobo, Pilón y Morichal, donde claramente se pueden diferenciar los miembros Jobo, Pilón, Yabo, y Morichal. (Fig. 14)

El Miembro Morichal ha demostrado hasta la fecha, ser el conjunto arenoso más persistente y masivo de toda la formación, y está caracterizado por contener petróleo limpio en la mayoría de los pozos. Sin embargo la información geológica existente no es suficiente para mostrar la geometría y/o límites confiables de yacimientos para este miembro, debido a los desarrollos masivos de arenas que presenta.

El Miembro Morichal no está presente sobre el Alto de Uverito, éste se hace más grueso hacia el Oeste y no existe hacia el Delta.

El Miembro Yabo está caracterizado por ser un intervalo mayormente lutítico que se hace más arenoso hacia el sur y este; puede contener petróleo en algunas arenas dispersas al sur-este del sector.

Los Miembros Jobo y Pílon se caracterizan por tener complejidad correlativa vertical-horizontal, cambios bruscos de facies debido a la predominancia del factor deltaico sobre el fluvial y por tener varios contactos o evidencias de agua-petróleo en la sección. En la franja norte del sector Cerro Negro las fallas y los cambios de facies laterales son los elementos más importantes en el entramamiento aunque esta tendencia disminuye hacia el Sur.

INVESTIGACION Y PROYECTOS.

Durante la etapa de exploración y evaluación, se comenzaron a tener ciertas dificultades con la estratigrafía y con la nomenclatura de las formaciones y miembros, así como también con la definición de topes de formaciones. A tal efecto y con el fin de establecer y unificar los criterios en cuanto a definición de formaciones, miembros y unidades presentes en la Faja así como sus relaciones estratigráficas, cambios laterales y nomenclatura de arenas productoras, se completó un estudio de "Estratigrafía y Nomenclatura de la Faja Petrolífera del Orinoco" (junio 1980). Los departamentos de Geología de las filiales han desarrollado o se encuentran realizando proyectos de investigación en la Faja, tales como:

El estudio realizado por CORPOVEN sobre el Paleozoico "El Basamento y las Rocas Paleozoicas en la Parte Norte de Venezuela" (Agosto, 1980). En este se define el tamaño de la Cuenca Paleozoica, se ofrecen consideraciones acerca de la estructura, se analiza el

potencial hidrocarburiífero y se determinan las edades de las rocas existentes.

También CORPOVEN ha realizado un estudio Geoquímico en el que se determinan el origen, migración y calidad de los crudos en la subcuenca del Guárico, así como también las rocas generadoras de hidrocarburos.

MARAVEN se encuentra realizando un estudio sedimentológico del área Zuata-San Diego en el que se dan detalles sobre la estratigrafía y calidad de sedimentos.

Se han hecho estudios petrofísicos, encaminados a obtener la mayor información posible de los registros así como mejorar la calidad de los mismos.

El INTEVEP ha estado involucrado en las operaciones que se están llevando a cabo en la Faja conjuntamente con las filiales operadoras y actualmente contribuye significativamente en la resolución de los problemas de mayor importancia que se han presentado; a continuación se comentan las áreas bajo investigación de mayor interés:

- Análisis de núcleos en la F.P.O.

Por medio de los estudios de núcleos, se trata de determinar los ambientes de sedimentación, medir los parámetros físicos de las arenas, compararlos con el perfil del pozo y correlacionar núcleo perfil, a fin de determinar la geometría y calidad de las arenas reservorios, y predecir distribución de permeabilidad para la delimitación de los mismos.

- Estratigrafía sísmica área de Zuata.

Delineación de arenas o paquetes de arenas en el área de Zuata, para la optimización en la ubicación de pozos. Para esto se integrará la información de perfiles de pozos y de líneas sísmográficas. Se efectuarán sísmogramas sintéticos y modelaje.

- Modelo sedimentológico de las áreas de Cerro Negro y Hamaca.

Realización de un estudio geológico detallado para definir los procesos sedimentarios de las formaciones terciarias en las áreas de Hamaca y Cerro Negro mediante la correlación crono-estratigráfica de perfiles y núcleos, relación entre tectónica y sedimentación, determinando porosidades y su distribución estratigráfica, posibles vías de migración de los hidrocarburos con elaboración de mapas y secciones. Se espera contribuir con esto en la planificación exploratoria, de desarrollo, así como la ubicación de áreas más prospectivas.

- Evaluación de los efectos de transformaciones de fases mineralógicas en horizontes de crudos.

Proyectos de campo y pruebas de laboratorio han indicado disminuciones en la inyectabilidad y producción de yacimientos sometidos a inyección de vapor, cuyas causas se presume se deban a transformaciones de fases mineralógicas ocurridas durante el proceso. Se espera determinar las transformaciones que puedan verificarse.

ficarse en los reservorios del área de Cerro Negro. Establecer sus efectos en la porosidad y permeabilidad de los mismos, para minimizar posibles daños a formaciones.

Análisis Bayesiano de la Distribución de Hidrocarburos de la F.P.O.

Se analiza estadísticamente la distribución y morfología de los yacimientos de petróleo del flanco sur de la Cuenca Oriental para extrapolar estos parámetros hacia la Faja Petrolífera del Orinoco. Se investigará la tendencia de concentración volumétrica y la calidad de los hidrocarburos encontrados en la F.P.O. y se correlacionarán con las variables geológicas responsables de la generación, migración y entrapamiento de hidrocarburos. Se obtendrán dos estimados estadísticos independientes sobre el total de recursos (petróleo original in situ) de la F.P.O.

Estratigrafía Sísmica Area Hamaca.

El objetivo es integrar información sísmica con la información de pozos existentes en el área, para alcanzar este objetivo se utilizará la información sísmica existente y la información de registros de pozos, utilizando procesamiento especial, sismogramas sintéticos, modelaje y secciones de impedancia acústica. También se hará el levantamiento de una línea

experimental a la que se le aplicará también el procesamiento especial aplicado a la línea sísmica convencional. Se espera alcanzar la capacidad de delineación de arenas en las secciones sísmicas.

Catálogo de aguas de formación, subterráneas y de superficie, oriente de Venezuela (F.P.O.)

Caracterizar y catalogar aguas de formación, aguas subterráneas y aguas superficiales en cuanto a su composición iónica con prioridad en la Faja Petrolífera del Orinoco. La información será consolidada en un banco computarizado de datos de agua. Se utilizará para estudios geológicos, petrofísicos (evaluaciones de formaciones), geoquímica - tratamiento de aguas de inyección.

Zonación biostratigráfica del Mioceno (Fms. Oficina y Freites)

Se establece una zonificación palinológica detallada del Mioceno, la cual será aplicable a sedimentos de la misma edad presentes en cualesquiera de las cuencas sedimentarias de Venezuela.

El reconocimiento estratigráfico detallado de las formaciones Oficinas y Freites va a ser posible prácticamente en todas las áreas donde sedimentos equivalentes a estas formaciones se quieran identificar sin tener en cuenta en que ambiente de sedimentación se depositaron estos sedimentos.

Reconocimiento de la sección Paleozoica de las Areas Machete y Zuata.

Se continúa el estudio de pozos del área de Zuata y se comenzará el del área del Machete. Se trata de obtener una definición de las unidades estratigráficas que comprenden el basamento acústico y que han sido asignadas al Paleozóico. Se evaluará su grado de metamorfismo orgánico e inorgánico así como las edades de las formaciones allí presentes. Se espera evaluar la potencialidad de generación de hidrocarburos. Determinar la posible existencia de rocas reservorio y contribuir al conocimiento de la estratigrafía del área.

Evaluación Petrofísica Integral Area Machete

Tiene por objeto conocer los parámetros petrofísicos y las relaciones entre éstos. Se efectuará la correlación entre los núcleos de pozo MON-1E y los perfiles del pozo, se aplicarán los resultados de estas correlaciones a los perfiles de los pozos del área Machete y se efectuará una re-evaluación de las formaciones. El resultado del estudio permitirá la cuantificación de las reservas de hidrocarburos y la movilidad de estos hidrocarburos; lo cual contribuirá a la

orientación de la exploración y a la optimización de los procesos de estimulación de producción.

Evaluación e implementación de paquetes de comportamiento para evaluación de datos petrofísicos

Se completa la evaluación de un sistema computarizado para evaluar la información que permita obtener un mejor conocimiento de las características del sub-suelo y de los fluidos en él contenidos. Se seleccionará el sistema más apropiado para lograr estos objetivos. El sistema permitirá una evaluación adecuada de las formaciones penetradas por pozos.

Origen y correlación de crudos pesados y extrapesados F.P.O. Fase I: Caracterización Geoquímica

Desarrolla una metodología analítica capaz de diferenciar y clasificar crudos pesados alterados. Determinar biomarcadores capaces de correlacionarlos con crudos convencionales y estratos de rocas.

Se espera determinar si existen uno o varios tipos de crudos de origen distinto. Correlacionar los distintos tipos de crudos (convencionales y pesados) con sus rocas madres y proponer, en base a ello, las probables direcciones y distancias de migración.

Ambientes Orgánicos e Historia termal de la Faja Petrolífera del Orinoco.

El proyecto contempla el estudio de la petrografía orgánica de los núcleos de la F.P.O. con la finalidad de reconstruir los ambientes de sedimentación orgánica y definir la historia termal de los sedimentos Paleozóicos, Mesozóicos y Terciarios

de la región. Con esta información se obtendrán mapas isotermales con posibles zonas de generación de hidrocarburos y se obtendrá mayor resolución en la caracterización de ambientes cuasi-continuales, que hasta la fecha no ha sido posible hacer por otras disciplinas geológicas.

CONCLUSIONES

1. Desde 1978 hasta esta fecha las filiales de Petróleos de Venezuela S. A. han venido cumpliendo con las metas establecidas - en los lineamientos emitidos por la Coordinación de la Faja, - así como también con los requerimientos exigidos en la estrategia de evaluación. Para tal efecto se han formado grupos de - trabajos con técnicos de diferentes especialidades, quienes - además de aportar sus conocimientos, han podido adquirir una - experiencia en un programa exploratorio regional y de evaluación que reviste características muy particulares.
2. Continuando con la estrategia establecida, se considera que para fin de 1983 se podrá tener una evaluación general adecuada para toda la Faja, aunque quedarán sectores como el Norte del área de Zuata y Oeste y Norte del área de Machete en los cuales habrá que realizar una evaluación más detallada, los cuales requerirán esfuerzos después de esta fecha.
3. Debido a las variaciones que presentan las formaciones que contienen hidrocarburos producto de los cambios de facies y las variaciones estructurales, no es posible determinar un espaciamiento regular ni una separación standard entre los pozos exploratorios, ya que las condiciones de los yacimientos y el entrapamiento de los hidrocarburos presenta variantes en cada sector y por lo tanto el espaciamiento quedará condicionado a las características particulares que presente cada sector o cada formación.

4. Se confirma la Faja Petrolífera del Orinoco como un área potencial que contiene hidrocarburos en el orden de los 1.0×10^{12} bls. de petróleo original en sitio (POES) (Fig.19), lo que constituye un reservorio de gran magnitud e importancia para el país y como recurso energético mundial. Dentro de este contexto se han definido áreas que pueden entrar a la fase de producción a corto, mediano y largo plazo, de acuerdo con las necesidades y políticas de explotación de hidrocarburos del país.
5. Las pruebas de producción realizadas en los pozos perforados han determinado que los crudos de la Faja son explotables por métodos convencionales primarios e indican que se puede mejorar notablemente su potencialidad utilizando métodos térmicos.
6. Con el programa exploratorio llevado a cabo se ha podido determinar que en la Faja existe una variedad de crudos pesados y extrapesados en cuanto a su calidad, gravedad API, contenido de metales y azufre.
7. Además de las áreas prioritarias de Cerro Negro y Norte de Hamaca, se ha determinado que el sector de San Diego en el área de Zuata es un sector que, por el volumen y calidad de crudo y potencialidad de los pozos, se considera área prioritaria para desarrollo.
8. Los sectores del Pao, Centro, Oeste del área Zuata, Arco de Monasterio y Alto de Machete se vislumbran como áreas potenciales para desarrollo a largo plazo.

9. La experiencia hasta el momento ha demostrado que los lodos de perforación con base de polímetros producen mejor calidad y uniformidad del hueco.
10. Las muestras de pared y los programas de perfilaje han sido de gran utilidad en la evaluación petrofísica de las formaciones prospectivas, no obstante se deben continuar los estudios que proporcionen más información sobre los parámetros petrofísicos que caractericen la Faja, basándose en análisis de núcleos cuando estos sean representativos.
11. Con respecto a la sísmica, se considera adecuada la fuente - Vibroseis de 8 a 120 Hertz; los estacados cortos pueden grabar información de buena calidad mediante utilización de cámaras de 96 canales.
Localmente el control estratigráfico es factible mediante la verificación de velocidades sísmicas en los pozos perforados, junto con la confrontación de registros sísmicos y sismogramas sintéticos.
El nivel tope del Basamento, especialmente en las áreas profundas puede resolverse por medios de datos sísmicos y con los que aporte el levantamiento aeromagnético recientemente finalizado.
12. Se están llevando a cabo trabajos de investigación en Paleontología y Palinología con el fin de soportar los estudios de bioestratigrafía que se realizan en la Faja. Considerandose la Palinología la disciplina que más ha contribuido en este sentido, ya que permite la datación y la interpretación am-

biental de los sedimentos.

Los estudios palinológicos realizados han permitido por primera vez la datación de la Formación Carrizal. La edad de esta formación fué considerada en el pasado como Carbonífero/Devónico. Las nuevas evidencias encontradas permiten su datación segura como Cámbrico a Ordovícico Inferior (Tremadociano). Sin embargo es necesario un estudio más detallado de las secciones paleozoicas, ya que existe la posibilidad de que la edad de esta pueda variar.

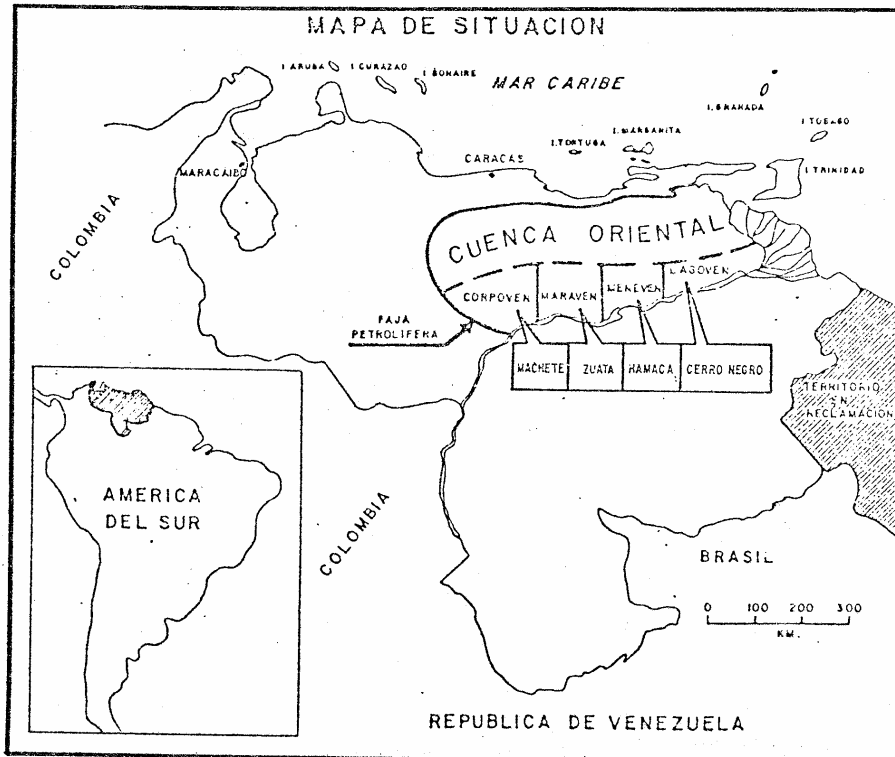


Fig. 1

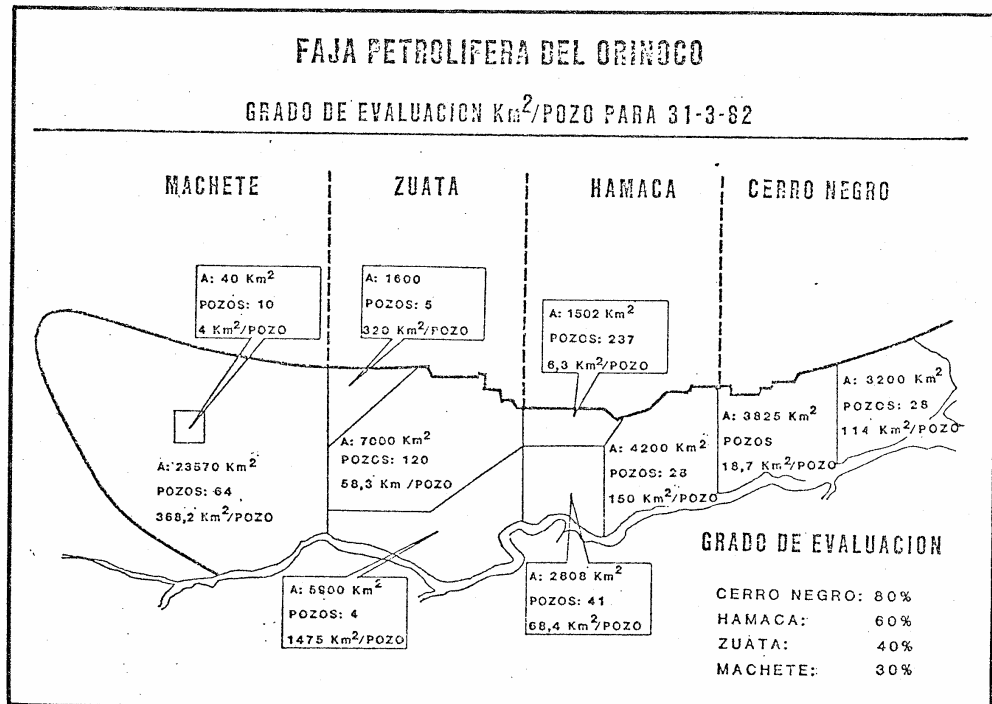


Fig. 2

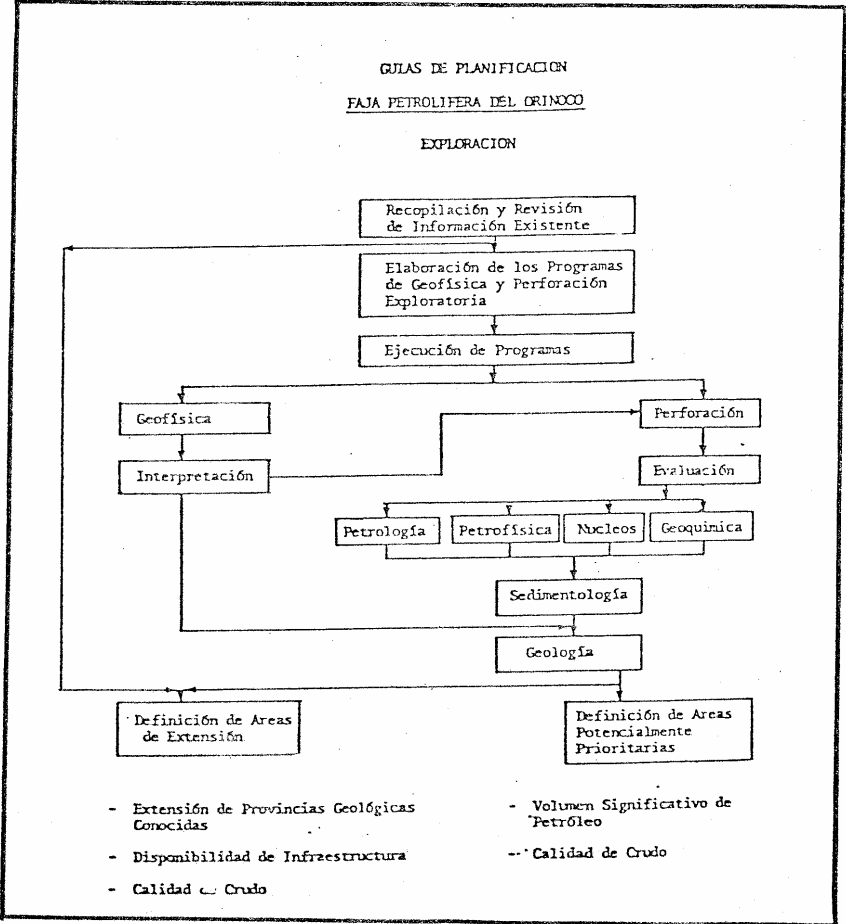


Fig. 3

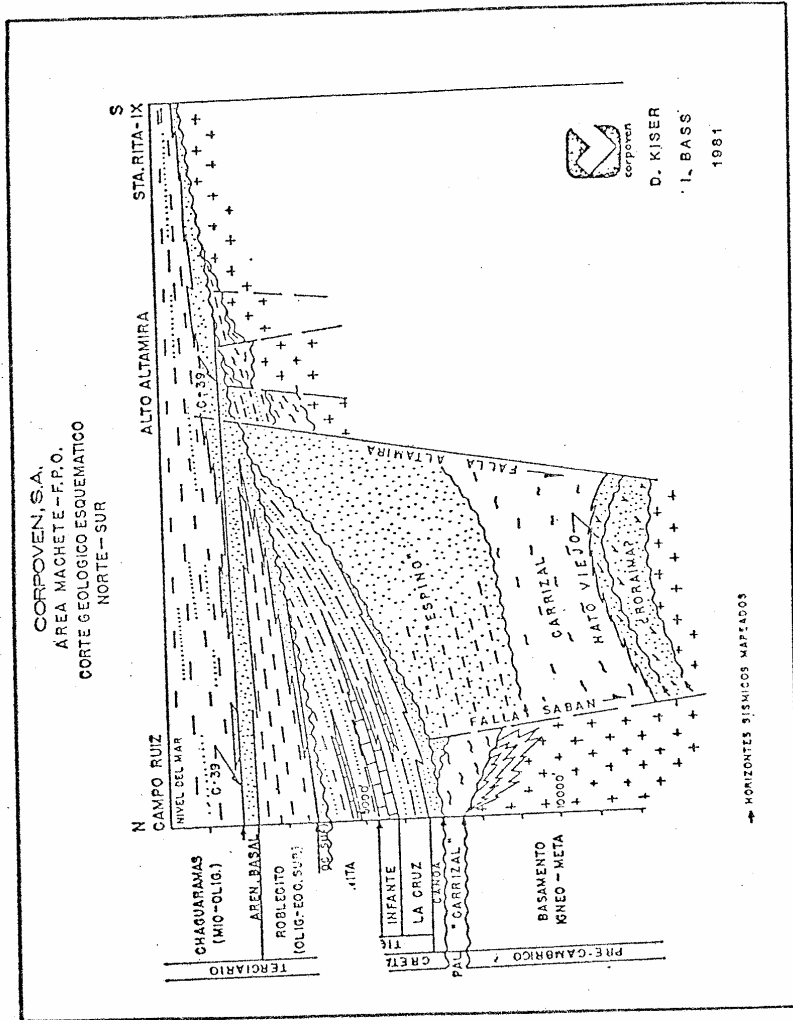


Fig. 4

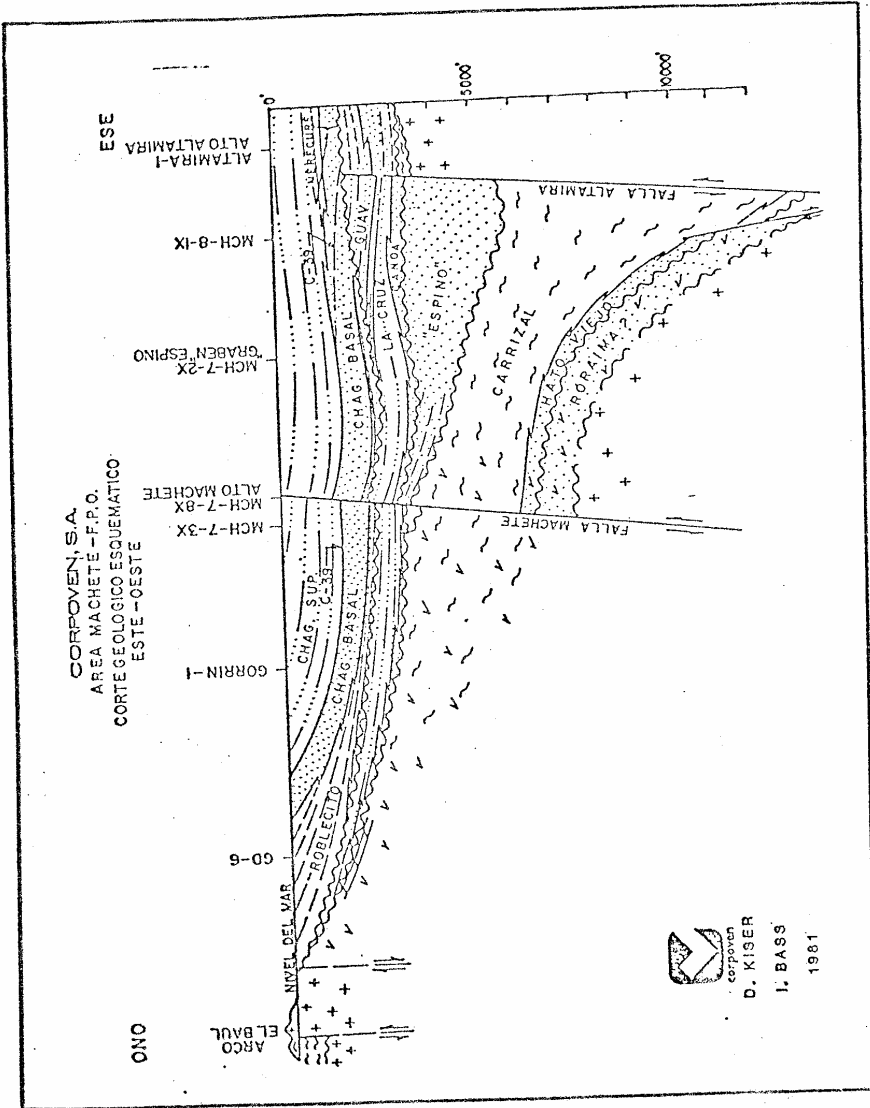


Fig 4B

ESQUEMA DE PLANIFICACION GEOFISICA

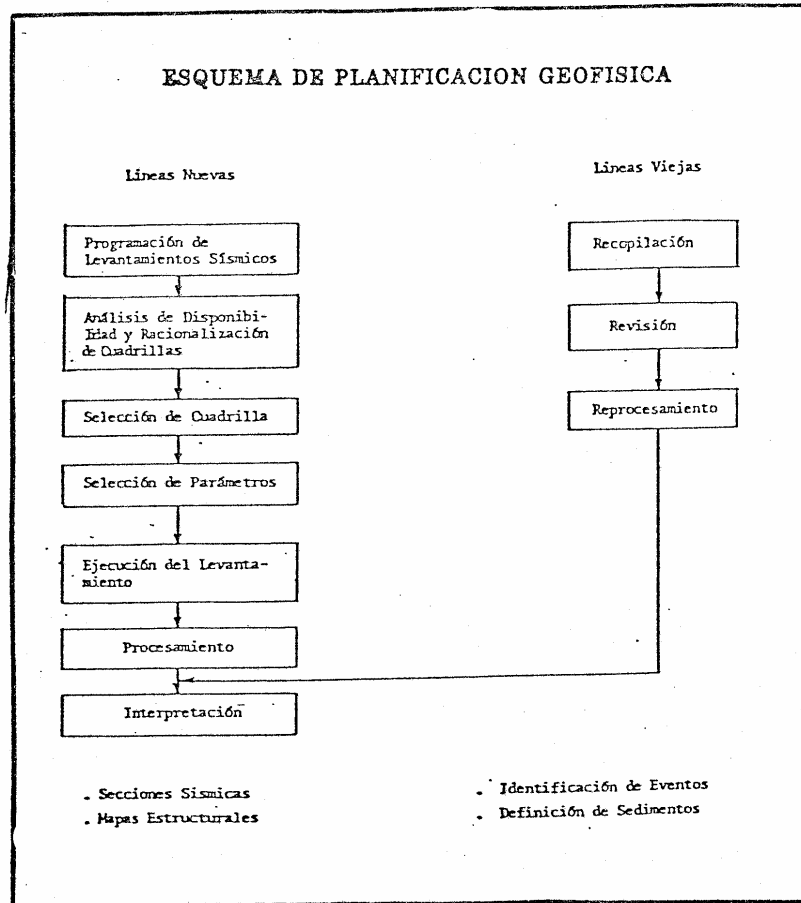


Fig. 5

EVALUACION PERFORACION EXPLORATORIA

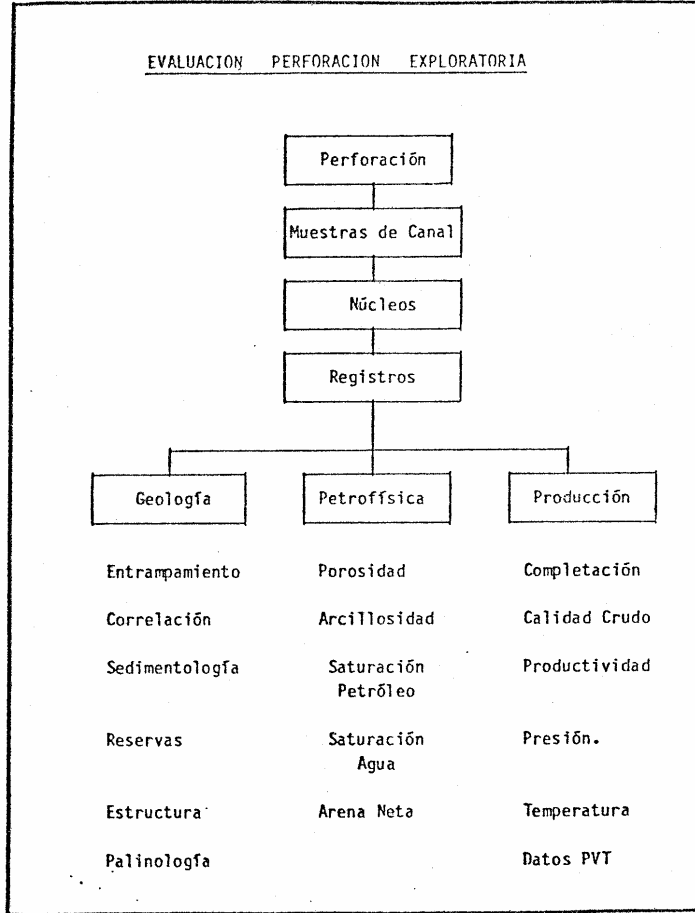


Fig. 6

RELACION VISCOSIDAD - TEMPERATURA PARA VARIOS CRUDOS PESADOS VENEZOLANOS

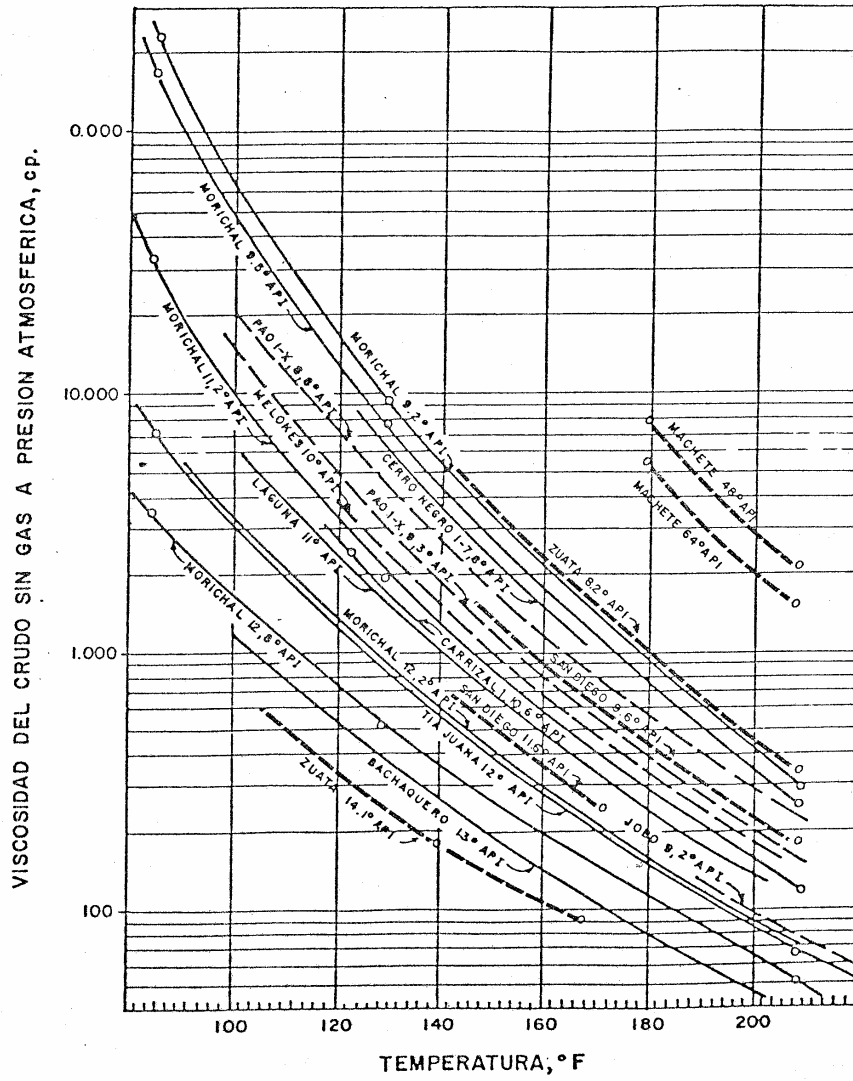


Fig. 7

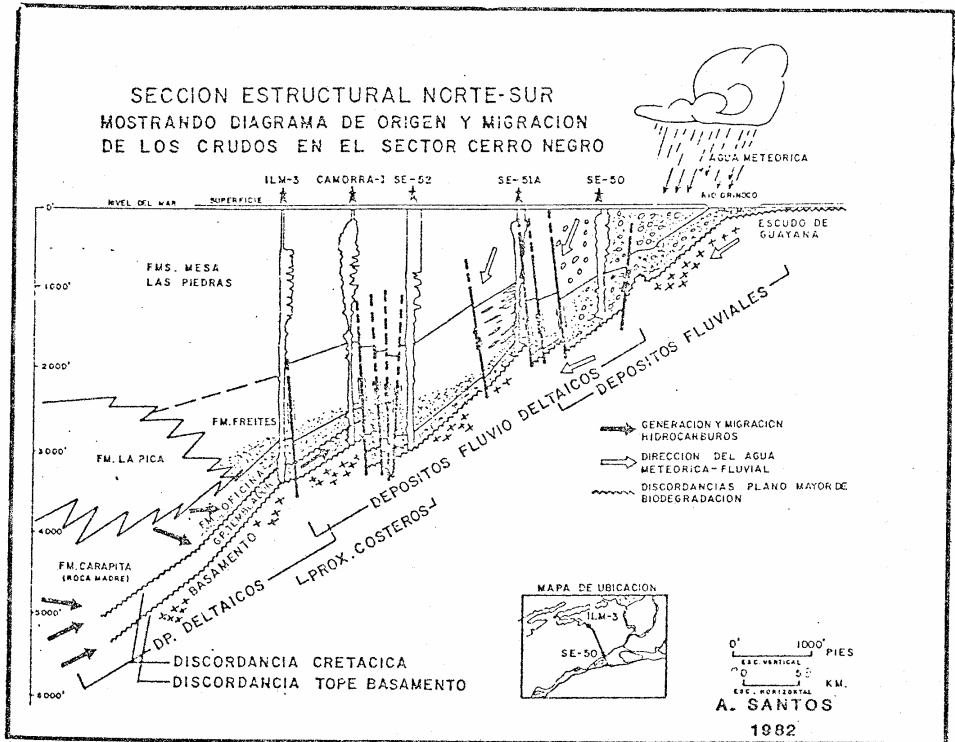


Fig. 8

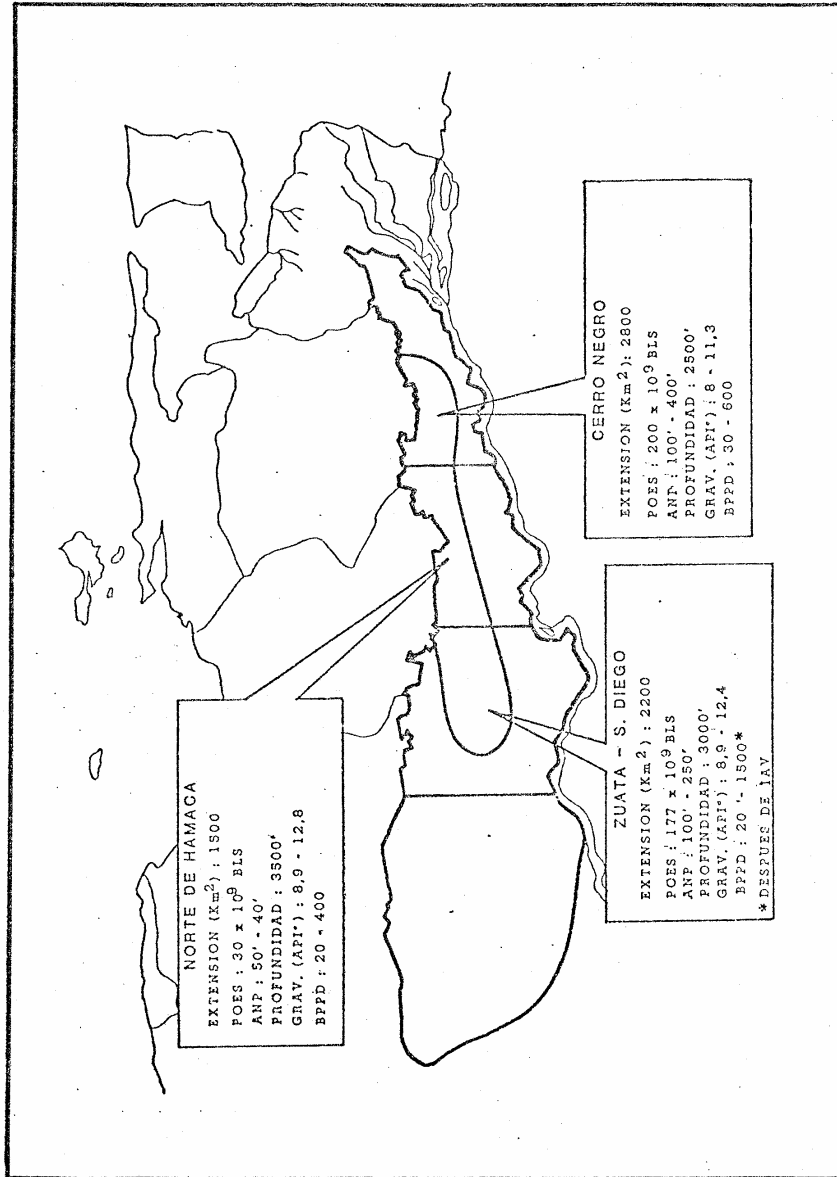


Fig. 9

CARACTERÍSTICAS DE LOS CRUDOS

FAJA PETROLIFERA DEL ORINOSO

	<u>CERRO NEGRO</u>	<u>KAMACA</u>	<u>ZUATA</u>	<u>MACHETE</u>
PRODUCTIVIDAD (BPPD)	30 - 60	20 - 400	20 - 1000*	10 - 1000*
GRAVEDAD (° API)	7.7 - 11.3	7.7 - 13.2	7.8 - 17.4	4.7 - 11.3
RELACION GAS/PETROLEO	30 - 100	50 - 150	50 - 150	10 - 50
VANADIO (PPM)	198 - 455	206 - 468	230 - 599	625 - 1044
NIQUEL (PPM)	64 - 101	54 - 115	52 - 121	93 - 143
ASFALTENOS (%)	6.4 - 13.3	7.7 - 16.0	6.9 - 14.6	16.2 - 22.7
AZUFRE (%)	2.0 - 4.2	1.9 - 4.0	2.2 - 4.1	3.7 - 5.3
PUNTO DE FLUIDEZ (° F)	65 - 85	25 - 110	10 - 90	70 - 115

* con inyección alternada de vapor

CARACTERISTICAS DE LOS YACIMIENTOS
FAJA PETROLIFERA DEL ORINOCO

<u>PARAMETROS</u>	<u>RANGO</u>
ESPEORES DE ARENA NETA PETROLIFERA (PIES)	20 - 500
PROFUNDIDAD (PIES)	900 - 4500
PRESION (LIBRAS)	387 - 1935
TEMPERATURA (° F)	95 - 207
VISCOSIDAD (CP)	584 - 7300
GRAVEDAD (° API)	4.7 - 17.4
SATURACION DE PETROLEO (%)	70 - 80
PEROSIDAD	27 - 32
TIPO DE FORMACION:	<u>ARENAS NO CONSOLIDADAS</u>

Fig. 11



Fig. 12

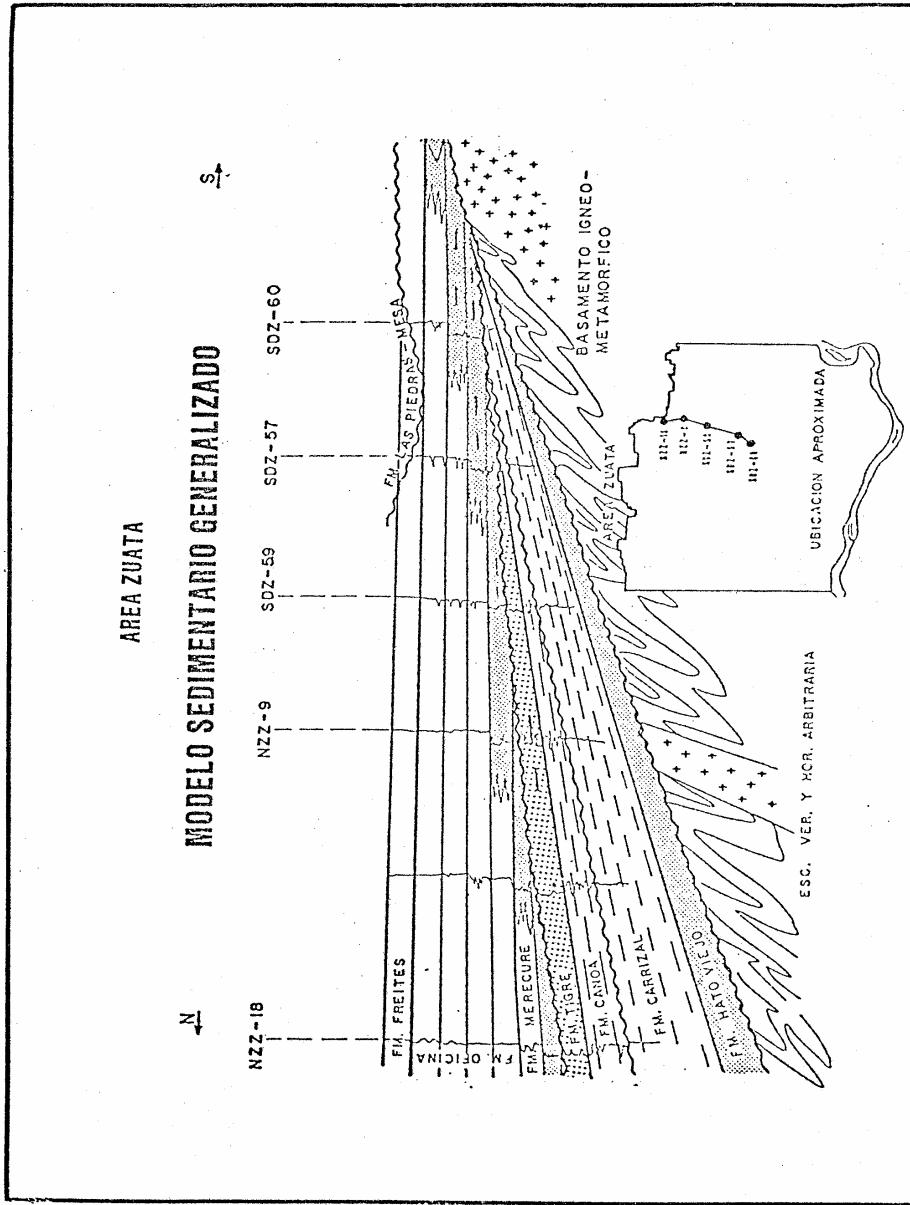


Fig. 13

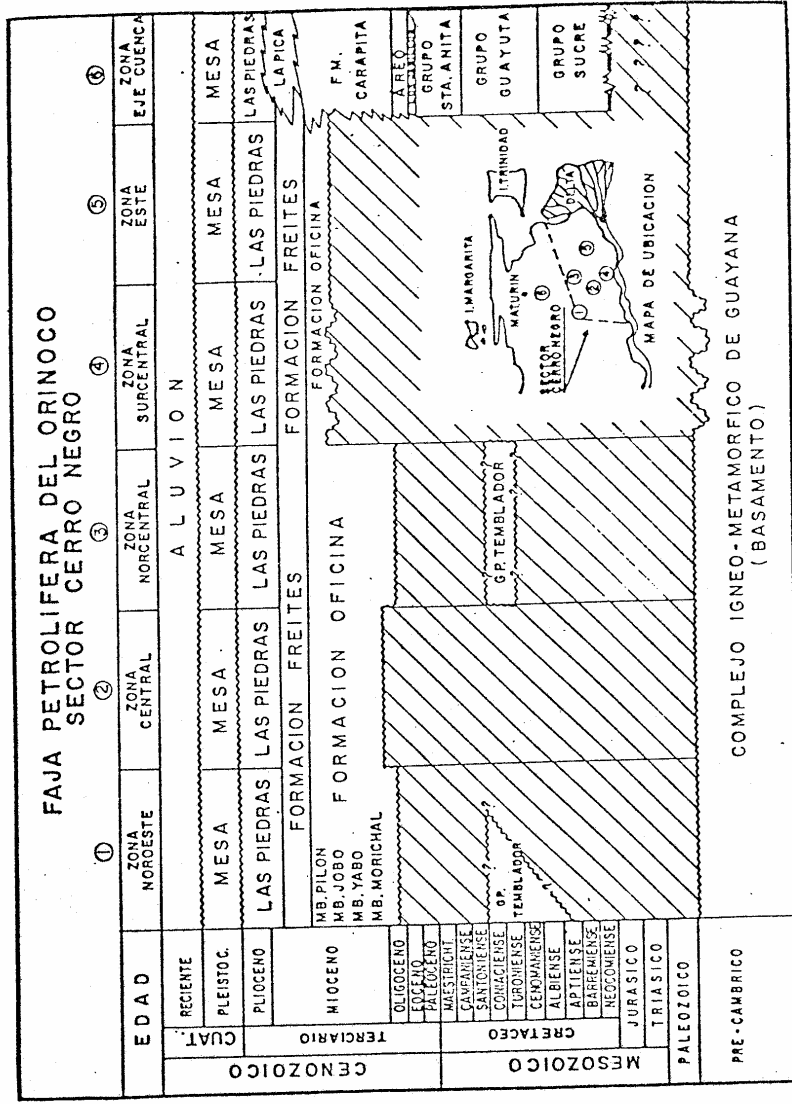


Fig. 14



FAJA PETROLIFERA DEL ORINOCO

PETROLEO ORIGINAL EN SITIO (POES) MMbbls

(AL 30-06-81)

C. NEGRO HAMACA ZUATA MACHETE TOTAL

METODO

VOLUMETRICO	240.000	145.000	332.000	291.000	1008.000
PROBABILISTICO	220.000	145.000 *	302.000 **	275.000	942.000

* NO DISPONIBLE POR METODO VOLUMETRICO

** MODELO NEW GRAVE