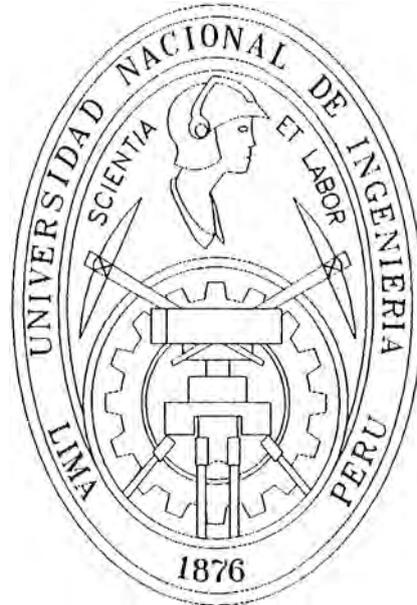


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA GEOLOGICA, MINERA Y METALURGICA



**EVALUACION GEOLOGICA DEL YACIMIENTO
CHAMBIRA ESTE
FM. CHONTA: MB. CETICO INFERIOR**

Informe de Ingeniería

**Para Optar El Título Profesional de
INGENIERO GEOLOGO**

Presentado por:

ADOLFO TEOFILO ALANIA CASTAÑEDA

Lima - Perú

1 9 9 9

A mi Esposa Lucha por su
apoyo, cariño y fe.
A mis hijas Yvette y Gabriela
A mi madre Olga
A la memoria de mi Padre
Domingo
A mis hermanos.

**EVALUACION GEOLOGICA DEL YACIMIENTO
CHAMBIRA ESTE
FM. CHONTA: MB. CETICO INFERIOR**

RESUMEN

I. CONCLUSIONES

II. RECOMENDACIONES

III. GENERALIDADES

- 3.1 Ubicación
- 3.2 Objetivo
- 3.3 Antecedentes
- 3.4 Metodología

IV. GEOLOGIA REGIONAL

- 4.1 Marco Geológico Regional
- 4.2 Estratigrafía
 - 4.2.1 Precretáceo
 - 4.2.2 Cretáceo
 - 4.2.3 Terciario
 - 4.2.4 Cuaternario
- 4.3 Geología Estructural
 - 4.3.1 Marco Tectónico Regional
 - 4.3.2 Geología Histórica
 - 4.3.3 Geología Estructural Local
 - 4.3.4 Mapa Estructural en Tiempo y Profundidad

V. GEOLOGIA DEL PETROLEO

- 5.1 Origen, Migración Entrampe de Hidrocarburos
- 5.2 Reservorio: Cetico Inferior
 - 5.2.1 Evaluación Petrofísica
 - 5.2.2 Evaluación Registros Estratigráficos
 - 5.2.3 Mapas de Arena Neta Permeable
 - 5.2.4 Mapas de Arena Neta Petrolífera
- 5.3 Estimados de Reservas

VI. REFERENCIAS

- Tablas
- Registros
- Mapas

AGRADECIMIENTOS

Mi sincero agradecimiento a la Empresa Pluspetrol Perú Corporation Sucursal Perú, que por intermedio de la Gerencia de Ingeniería de Reservorios, me autorizó presentar este trabajo, en especial a los Ings. Claudio De Diego, Waldyr Rodriguez y el Dr. Rafael Orunesu.

Asimismo, agradezco a los Ings. Jorge Oré, Javier Soto, Raúl Asto por las sugerencias en la elaboración del presente trabajo. Al Ing. José Martínez Talledo, de la Universidad de Ingeniería por su asesoría.

RESUMEN

El presente estudio "EVALUACION GEOLOGICA DEL YACIMIENTO CHAMBIRA ESTE FM. CHONTA: MB. CETICO INFERIOR" fue elaborado como informe técnico para obtener el título de Ingeniero Geólogo en la Universidad Nacional de Ingeniería.

El trabajo fue realizado tomando como base la última interpretación Sísmica 3D en 1998 por L. Girolodi, donde los aspectos estructurales tienen diferencia con respecto a la anterior interpretación, el aporte del presente estudio abarca los criterios estratigráficos y petrofísicos obtenidos de la evaluación de los registros eléctricos a hueco abierto y principalmente los registros de buzamientos estratigráficos (SHDT y FMS) de los pozos perforados en la última campaña de 1995.

El Yacimiento Chambira tiene 7 pozos perforados: 123XC (descubridor) y el 124XCD en 1989, los pozos 157, 161D, 158D, 129DST, 128XCD en 1995 y 1996. El reservorio productivo es el Mb. Cetico Inferior acumulando a 1998 1.707MMBO principalmente de los pozos 123XC y 157 el resto de pozos aportaron una producción marginal.

El mapa estructural en tiempo de los horizontes Tope Cetico Superior y Base Caliza (próximo al Tope Cetico Inferior) muestran que la estructura es un anticlinal asimétrico de rumbo NW-SE con una culminación central entre los pozos 123XC y 157 asociados a fallas inversas con buzamiento hacia el Este, el cierre estructural es de 20milisec.

El Mb. Cetico Inferior es de ambiente marino somero, de frente de playa y barras litorales cuyos cuerpos de arena tienen geometría alargada paralela a la línea de costa con eje deposicional con dirección NW-SE.

CAPITULO I

CONCLUSIONES

- La estructura Chambira Este es confirmada por ésta re interpretación sísmica como un anticlinal asimétrico con cierre vertical de 20milisec. (34m) de rumbo NW-SE y un área de 5657.3 acres.
- La estructura Chambira Este se formó en la última fase de la orogenia andina, en el Oligoceno Mioceno.
- El Mb. Cetico Inferior, reservorio más importante del yacimiento ha sido depositado en un ambiente transgresivo de playa y de barras litorales con eje de dirección al NW-SE.
- El reservorio Cetico Inferior esta constituido por areniscas cuarzosas de grano fino a medio, glauconíticas y arcillosas con porosidad de 13% a 21%, volumen de arcilla de 2% a 19% y permeabilidad de 500 a 1500md.
- Los registros de buzamientos estratigráficos, en su presentación de diagrama de flechas muestran patrones de estratificación cruzada y estratificación paralela de alto y bajo ángulo de inclinación respectivamente, característica de cuerpos de arena de ambiente de barras litorales, la dirección de los cuerpos de arena es de NW-SE.
- La generación y migración del petróleo ocurrió a fines del Cretáceo y Oligoceno, siendo la roca madre las lutitas de la FM. Raya y FM. Chonta y los “carriers” las arenas de las FMS. Vivian y Chonta.
- Las trampas que controlan la acumulación del petróleo son del tipo combinado estructural y estratigráfico donde las capas de lutitas y calizas de la base del Mb. Cetico Superior ofician de sellos efectivos.
- El estimado de las reservas recuperables de petróleo calculadas es del orden de 4.670MMBO.

CAPITULO II

RECOMENDACIONES

- Se recomienda la perforación de dos pozos de desarrollo en el ápice de la estructura Chambira Este, próximo al pozo 123XC a una distancia no menor de 800m.
- Se recomienda realizar los estudios de sismoestratigrafía y caracterización con la finalidad de obtener una mayor comprensión del reservorio y del yacimiento.

CAPITULO III

GENERALIDADES

3.1 UBICACIÓN

El Yacimiento Chambira Este, se encuentra ubicado en la Selva Nor Oriental del Perú, Departamento Loreto, Provincia Nauta, Distrito Trompeteros; al sur occidental del Lote 8, siendo operada por Pluspetrol Perú Corp. Sucursal del Perú desde Julio de 1996 (Mapa N°1).

Geológicamente se encuentra ubicado en la zona de plataforma de la Cuenca Marañón, cercana a la zona de charnela cretácea, rasgos que estuvieron activos durante la sedimentación del sistema cretáceo. El área se encuentra en las coordenadas UTM:

Norte:	Este:
9'560,000.00	462,000.00
9'565,000.00	468,000.00

3.2 OBJETIVO

El estudio tiene dos objetivos principales:

- Realizar, la evaluación geológica del yacimiento Chambira Este, y determinar su potencial petrolífero.
- Presentar este trabajo como Informe de Ingeniería para optar el Título Profesional de Ingeniero Geólogo.

3.3 ANTECEDENTES

En 1973, con trabajos de Sísmica 2D se definió la estructura Chambira Este con cierre de 20milisec (35m.) en un área de 12 Km² (2965 acres), no considerándose atractivo para la exploración.

En 1982, se realizó un levantamiento sísmico convencional de detalle que definió mejor la estructura con 25milisec (40m.) de cierre en un área de 16.5 Km² (4058 acres), en el horizonte "C" (tope de la Fm. Chonta), se recomendó la perforación de un pozo exploratorio, la cual fue diferida por interpretarse que el pozo programado estaba apartado del ápice de la estructura y verificarse problemas de empalme (mistie) en el cruce de las líneas sísmicas.

En 1984, J. C. Harriague realizó la reinterpretación sísmica confirmando la estructura Chambira Este con 35milisec de cierre en un área de 21 Km² (5262 acres), en el horizonte "C".

En 1985, el Centro de Procesamiento Sísmico de PETROPERU S.A., realizó el reprocesamiento de todas las líneas sísmicas a fin de reducir errores de "misties" y aplicar nuevas funciones de velocidades; posteriormente sé reinterpretó confirmando los cierres de la estructura en los horizontes: "D" aprox. Base Cretáceo; "C" aprox. Tope de la Fm. Chonta; "B" aprox. Tope Mb. Pozo Basal.

En Febrero de 1987, el Departamento de Geología de Petroperú S.A. recomienda la perforación del pozo 123X Chambira Este, dicha recomendación fue postergada hasta el 21 de Marzo de 1989 por diversos motivos de logística y financiamiento. El Pozo encontró petróleo comercial en 14.5mt. de arena neta petrolífera del reservorio Cético Inferior, con reservas "In Situ" de 28.1 MMBO y reservas recuperables de 6.34 MMBO, mostrando en pruebas una producción de 5680 barriles de 24.5 API.

El mismo año se decidió perforar el pozo 124XCD confirmatorio, a una distancia de 1Km en la dirección 210° SW del anterior, dirigida desde la plataforma del pozo 123X, encontrándose los objetivos estructuralmente más bajos de lo recomendado con menos calidad y cantidad de arena neta petrolífera por lo que el pozo resultó de baja productividad las pruebas de producción estimaron 100 barriles de Petróleo por día.

En 1991, se realizó la interpretación sísmica (M. Benavides) con información de los pozos 123X, 124XCD y el reprocesamiento mejorado de las líneas "L8", a fin de elaborar mapas en el miembro Cetico Inferior y optimizar la explotación con pozos de desarrollo.

Entre los meses de Abril y Mayo de 1994, PETROPERU S.A., contrata los servicios de Western Geophysical, para realizar un levantamiento sísmico tridimensional en el área Chambira. El procesamiento sísmico es también realizado por Western Geophysical, con participación de personal de Petroperú, esta interpretación justificó la perforación de cinco pozos: 157, 161D, 158D, 129D y 128D; las cuales se realizaron entre 1995 y 1996, siendo la última campaña de Petroperú antes de su privatización.

En Julio de 1996, asume el control de las operaciones del Lote 8 la Cía. Pluspetrol Perú Corporation Sucursal del Perú.

En 1998, sobre la base de los resultados de la última campaña de perforación y de la reinterpretación de la sísmica 3D en 1,998 por L. Girolodi, se realiza el presente trabajo.

3.4 METODOLOGIA

El presente trabajo, evalúa el potencial petrolífero de la Fm. Chonta, Mb. Cético Inferior. Para lo cual se ha separado tres cuerpos arenosos del tope del reservorio llamados "A", "B" y "C" que tienen acumulación de petróleo, a fin de presentar la distribución, variación del espesor y calidad de reservorio en el yacimiento (ver SECCION ESTRATIGRAFICA).

Para el análisis estructural se ha tomado el informe "Interpretación Sísmica 3D del Yacimiento Chambira Este", por Luis Girolodi en 1998.

Para el aspecto Estratigráfico, se ha realizado la interpretación de los registros de buzamientos considerando el procesamiento continuo side by side (CSB), determinando paleo corrientes del Mb. Cético Inferior. Se preparó mapas de arena permeable y de arena neta petrolífera.

El Análisis Petrofísico se ha realizado sobre la base de registros eléctricos de los pozos del área, en Estación de Trabajo empleando los paquetes de evaluación de formaciones de la Cía. Landmark denominado "Petrowork".

CAPITULO IV

GEOLOGIA REGIONAL

4.1 MARCO GEOLOGICO REGIONAL

La cuenca Marañón, es una depresión estructural definido como de antepaís (II A. Klemme), que yace entre la Cordillera Andina al Oeste y el Escudo Guayano Brasileiro (arco de Iquitos) al Este, hacia el Norte hasta el arco de Cononaco en Ecuador y al Sur con el levantamiento de Contaya, contiene aproximadamente 12Km de rocas sedimentarias del Paleozoico, Mesozoico, Terciario y Cuaternario, reconocidas por sísmica, pozos y afloramientos (GRAFICO N°1).

La acumulación de secuencias sedimentarias, principalmente de origen marino, se encuentran en la porción Oeste y Norte, y de carácter transicional en la parte SE y Este de la cuenca.

La cuenca Marañón esta dividido por la zona de Charnela Cretácica de orientación NW–SE que esta aproximadamente marcada por la alineación de los yacimientos petrolíferos de Corrientes, Capirona, Pavayacu, Valencia y Nueva Esperanza, esta continúa hacia el Noroeste con los yacimientos de la Compañía Occidental.

La zona de charnela separaba una zona de lenta subsidencia al Este, dominada por facies sedimentarias principalmente continentales, de una plataforma de mayor velocidad de subsidencia al Oeste dominadas por facies sedimentarias marinas.

4.2 ESTRATIGRAFIA

La columna estratigráfica del yacimiento Chambira Este, es tomada del pozo 123X por tener la mayor sección atravesada del área y mayor profundidad (GRAFICO N°2, TABLA N° 1), esta constituida por sedimentos continentales y marinos, en su mayor parte Cretáceas y Terciarias que descansan discordantemente sobre sedimentos jurásicos.

La secuencia Jurásica compuesta por sedimentos continentales (Capas Rojas).

La secuencia Cretácea está compuesta de tres ciclos depositacionales bien identificados, separados por discordancias regionales.

La secuencia Terciaria está compuesta predominantemente de lodolitas, arcillitas abigarradas, limolitas y areniscas depositadas en ambientes continentales (Formaciones Corrientes, Marañón, Chambira y Yahuarango), se reconocen también dos intercalaciones de lutitas lacustrinas salobres y marinas verdosas y areniscas de ambiente marino en la parte basal, (Formaciones Pebas y Pozo) que corresponden a dos breves transgresiones marinas

4.2.1 PRECRETACEO

Está representada por una secuencia **Jurásica** correspondiente a la **Fm. Sarayaquillo**, constituida de areniscas rojas y pardas de grano fino a grueso y conglomerados con fragmentos de cuarzo, feldespatos, volcánicos y chert, de ambiente continental.

En el pozo 123X se perforó 197m. de sedimentos de la parte superior de esta Formación sin atravesarla por completo.

4.2.2 CRETACEO

Comprende secuencias marinas y continentales que van del Neocomiano al Maestrichtiano, distribuido ampliamente por toda la cuenca y desapareciendo hacia el Este, cerca al arco de Iquitos por erosión o no depositación.

Se han reconocido las siguientes unidades estratigráficas: **Grupo Oriente** (Formaciones Cushabatay, Raya y Agua Caliente); Formación Chonta y Formación Vivian.

FM. CUSHABATAY

Definida por KUMMEL (1948), su localidad típica se tiene en el río Cushabatay. Representada en el área por 282mt. de areniscas cuarzosas blancas y grises de grano medio a grueso, angular a subredondeado, conglomerádicas, depositadas en ambientes; fluvial, fluvio - deltaico.

Se le asigna una edad del Barremiano a Albiano Medio sobre la base de estudios palinológicos efectuados en los pozos vecinos.

La Formación Cushabatay sobreyace en discordancia angular a los sedimentos del Jurásico e infrayace concordátemente a las lutitas marinas de la Formación Raya.

FM. RAYA

Definida por KUMMEL (1948) como Mb. Raya en los Cerros Contamaná. Consiste de 34mt. de lutitas gris oscura, carbonosas con intercalaciones de areniscas blancas, de grano fino depositado en un ambiente marino somero, y marca la primera transgresión regional Cretácea durante el Albiano Medio, que corresponde a un ascenso general en el nivel global del mar.

La formación Raya sobreyace concordátemente a la formación Cushabatay e infrayace en concordancia a los sedimentos fluvio deltaicos de la Formación Agua Caliente.

FM. AGUA CALIENTE

Definida por MORAN y FYFE (1937) en la región del río Pachitea. Constituida por 252mt. de areniscas blancas, grises y rosadas cuarzosas, de grano medio a grueso, friables y con algunas intercalaciones arcillosas. La lenta subsidencia y la alta tasa de sedimentación durante el Albiano causaron la colmatación de la cuenca y el restablecimiento de sistemas fluviales progradantes que depositaron los sedimentos de la formación Agua Caliente, aumentando su espesor al Este.

Se le atribuye una edad que va desde Cenomaniano Medio hasta el Turoniano Inferior sobre la base de estudios palinológicos.

Descansa concordante sobre la Formación Raya e infrayace en discordancia a la Formación Chonta.

FM. CHONTA

Definida por MORAN y FYFE (1933) siendo su localidad típica la isla de Chonta del río Pachitea. Después del hiatus Turoniano, ocurre la transgresión marina, depositándose la Formación Chonta, discordante a la Formación Agua Caliente, que cesa con el inicio de la fase tectónica Peruana que produjo el levantamiento de las cuencas Marañón y Ucayali; el tope de la Formación es lutáceo e identificado en secciones sísmicas como el Horizonte Sísmico " C " .

Su edad determinada por estudios de palinomorfos, macro y microfauna, comprende el Turoniano superior, Coniaciano y Santoniano inferior.

En el área del yacimiento Chambira Este, la Formación Chonta importante reservorio de hidrocarburos con un espesor de 321mt. está representada predominantemente por areniscas blancas, grises

carbonosas y glauconíticas de grano fino a medio; lutitas carbonosas grises oscuras; y calizas micríticas.

Secuencias fluviales y fluvio deltáicas se desarrollaron en las áreas marginales de la cuenca, dichos sedimentos pasan hacia costa afuera a secuencias marinas dominadas por lutitas y calizas. Las calizas atribuidas a parte del Coniaciano han jugado un rol importante como sello en la migración de hidrocarburos.

De acuerdo a las características petrofísicas se ha dividido esta Formación en tres miembros:

MB. CETICO

Este miembro correspondiente a la base de la Formación Chonta, se halla con un espesor de 121m, en su parte media, se encuentra hasta cuatro capas de calizas que se extienden a través de todo el campo y sirven como horizonte de correlación. A su vez dividido en 2 unidades:

UNIDAD CETICO INFERIOR. Esta unidad constituye el reservorio productivo del yacimiento Chambira Este, de mayor importancia. Al Oeste de la cuenca Marañón es de ambiente marino pasando de fluvio deltáico a fluvial hacia el Este. En el área de Chambira Este corresponde a un ambiente **transgresivo de playa y de barras litorales** de rumbo Noroeste a Sureste (FIGURA N°3). Sobreyace discordante sobre una superficie de erosión de la Fm. Agua Caliente, se encuentra en el pozo 123X, con un espesor de 80.5m. de edad Coniaciano Inferior.

UNIDAD CETICO SUPERIOR. Esta unidad también constituye un reservorio petrolífero aunque de potencial menor. Corresponde al tope del miembro y esta constituida por intercalaciones de areniscas y lutitas de una secuencia transgresiva de frente de playa, y deltaico en la parte superior y en la base presenta intercalaciones de caliza micrítica y lutitas marinas. Tiene un espesor de 41m. con edad Coniaciano Superior

MIEMBRO LUPUNA

Esta constituido principalmente de lutitas con menores intercalaciones de areniscas. En el pozo 123X se ha encontrado con un espesor de 79m.

MIEMBRO PONA

El miembro Pona, representa el límite superior de la Formación Chonta, presenta una sección superior de lutitas y una inferior arenosa, depositadas en un ambiente marino de barras con canales de marea. Las areniscas reservorios son de cuarzo, glauconita, grano medio a fino, con bioturbación; en el pozo 123X se ha atravesado 120.5m. de esta secuencia.

FORMACION VIVIAN

Definida por Kummel (1948), cuya localidad tipo es la Quebrada Vivian de la región de Contamaná. Se encuentra constituida por areniscas blancas, cuarzosas, de grano fino a grueso, depositadas en ambiente fluvial a fluvio-deltaico en una fase regresiva como respuesta al levantamiento andino. Estas areniscas tienen porosidades promedios de 25% y de 500 a 2,500md. de permeabilidad constituyendo un gran reservorio cuya producción de petróleo es importante en otros yacimientos, en Chambira Este se encuentra saturada de agua. Se ha reconocido la zona palinológica del Maestrichtiano Inferior. Descansa concordante a la Formación Chonta e infrayace discordantemente a la Formación Yahuarango.

4.2.3 Terciario

FORMACION YAHUARANGO

Definida por Kummel (1946), está compuesta principalmente de lodolitas marrones a rojizas con intercalaciones menores de arcillitas blancas. Se depositó en un medio ambiente continental (fluvial y lacustre); en el área del Yacimiento Chambira tiene un espesor de 320m.

Regionalmente la secuencia se adelgaza hacia el Este y sobreyace e infrayace en discordancia a los sedimentos fluviales de la Formación Vivian y a los sedimentos de la Formación Pozo respectivamente.

La evidencia palinológica está ausente pero estudios de carofitas indican que la deposición comenzó en el Maestrichtiano Superior.

Existe una discordancia en el tope de la Formación Yahuarango, esta discordancia está relacionada a la fase de deformación Incaica ocurrida hace 50 a 42 millones de años.

FORMACION POZO

Definida por Williams (1949), se presenta en el río Santiago. Esta constituida por dos miembros bien definidos uno superior compuesto de lutitas y uno inferior de areniscas blancas de ambiente marino.

En el pozo 123X se ha encontrado un espesor de 137m.

MIEMBRO POZO BASAL

Es la secuencia arenosa inferior de la Formación Pozo, su litología consiste de areniscas blancas, cuarzosas, depositadas en un medio ambiente marino a deltaico, en el pozo 123X tiene un espesor de 40m.

Este miembro produce un fuerte cambio de impedancia acústica con respecto a la secuencia estratigráfica superior, lo que permite constituir un buen reflector sísmico que se puede seguir a lo largo de toda la cuenca Marañón.

MIEMBRO LUTITAS POZO

El miembro Lutitas Pozo se depositó en un ambiente marino somero a lacustre con un espesor de 97m. en el pozo 123X. donde se ha reconocido la zona palinológica de *Striatricolporites undulatus* de edad Eoceno Superior-Medio.

FORMACION CHAMBIRA

Definida por Kummel (1948), localidad tipo en el río Cushabatay. Representada por lodolitas y arcillitas abigarradas mayormente rojizas con abundante anhidritas intercaladas en niveles subordinados de

areniscas blancas, de grano muy fino, en el área se ha atravesado 1350 m. de esta secuencia.

Según estudios palinológicos se ha reconocido la zona de Cicatricosisporites dorogensis del Oligoceno y Crassoretitriletes Van Radshooveni marcador del Mioceno Inferior.

El medio ambiente de deposición es continental, fluvial y lacustrino. Descansa en discordancia sobre la Formación Pozo e infrayace concordante a la Formación Pebas.

FORMACION PEBAS

Descrita por Grabbs (1968) en la margen izquierda del río Amazonas, Está constituida de lodolitas marrón rojiza, y arcillitas abigarradas, hacia la base se presentan intercalaciones menores de carbón y evaporitas (yeso), estos sedimentos son de origen lacustre. En el área se le encontró con un espesor de 487m.

Se le asigna una edad Mioceno Superior, por posición estratigráfica. Descansa en concordancia a la Formación Chambira e infrayace en concordancia a la Formación Marañón.

FORMACION MARAÑÓN

Constituida de lodolitas marrón rojiza, margas y limolitas pardas, su ambiente depositacional fue continental lacustrino. Se encuentra con un espesor de 431m.

Se le asigna una edad Plioceno por posición estratigráfica, descansando en concordancia sobre la Formación Pebas e infrayace concordante a los sedimentos fluviales de la Formación Corrientes.

4.2.4 CUATERNARIO

FORMACION CORRIENTES

Está constituida por areniscas de grano medio a grueso, angulares a subangulares compuestos principalmente de cuarzo, roca ígnea y chert.

La Formación Corrientes se depositó en un medio ambiente fluvial, se le asigna una edad Pleistocénica por posición estratigráfica reconociéndose ampliamente en toda la cuenca Marañón. El pozo 123X encontró el tope a 7m. de la superficie y tiene un espesor de 477m.

4.3 GEOLOGIA ESTRUCTURAL

4.3.1 MARCO TECTONICO REGIONAL

En el oriente del Perú se puede distinguir dos estilos estructurales principales: El frente Subandino, una faja fuertemente plegada, fallada y sobreescurrada; y la región del antepaís entre la faja subandina y el escudo brasilero, una zona dominada por fallamiento y plegamiento más suave donde la mayoría de estructuras son tipo anticlinal a flexuras.

La Cuenca Marañón corresponde a la región de antepaís con una evolución tectónica compleja cuya configuración estructural actual es una consecuencia de los movimientos de la Orogenia Andina que se produjeron desde el Cretáceo superior hasta el final del Mioceno y Plioceno.

4.3.2 GEOLOGIA HISTORICA

Durante el Paleozoico inferior, la Tectónica Eohercínica de tipo compresivo formó el Arco de Contaya, Arco de Iquitos, Alto del Shira y

Geoanticlinal del Marañón. Posteriormente se depositaron los sedimentos fluvio-deltáicos del Grupo Ambo, luego ocurrió la transgresión marina del Paleozoico superior depositándose los carbonatos de las Formaciones Tarma y Copacabana en un periodo de calma orogénica con algunas manifestaciones tectónicas como fallas ocasionadas por subsidencias y posterior depositación de la Formación Ene durante el Permiano Inferior.

En la Tectónica Tardihercínica, al final del Permiano inferior, se deformaron las secuencias existentes y se depositaron los sedimentos continentales del Grupo Mitu, luego de un periodo de erosión ocurre la subsidencia y transgresión marina que duró hasta el Jurásico inferior con la depositación del Grupo Pucará.

La Formación Sarayaquillo se encuentra separada del Grupo Pucará por una leve discordancia angular; previa a la depositación del Cretáceo hubo un periodo de modelación del relieve erosionando la Formación Sarayaquillo y Pucará al Este.

Del Aptiano al Turoniano se depositaron las Formaciones Cushabatay, de origen fluvial; Raya, con lutitas y areniscas de origen marino, y Agua Caliente también de origen fluvial a fluvio deltaico.

La Deformación Mochica, en el Cenomaniano inferior y medio, en la cuenca Marañón produjo un cese de la sedimentación y erosión de la Formación Agua Caliente iniciando la primera fase de la Orogenia Andina.

Una nueva transgresión marina ocurrida durante el Cretáceo Superior se caracterizó por la depositación de arenas en el margen oriental de la cuenca y secuencias lutaceas y carbonáticas hacia el centro y parte occidental de la cuenca. Así se depositaron las secuencias de la Formación Chonta.

La Deformación Peruana, primer evento del plegamiento andino, en el Santoniano, se inició con los primeros levantamientos al Oeste de la cuenca Marañón, como consecuencia se produce el retiro del mar Cretácico, la reactivación de las estructuras antiguas y la formación de otras nuevas. La depositación de la Formación Vivian ocurre en esta fase, en un ambiente regresivo a continental en los márgenes de la cuenca, posteriormente la denudación de las partes levantadas y depositación de capas rojas en las depresiones, debido a la continua subsidencia, se depositan secuencias continentales de la Formación Yahuarango.

La Deformación Incaica, en el Eoceno medio e inferior, formó la faja de cabalgamiento del Marañón dirigiéndolas hacia la cordillera Oriental que fueron fuente de sedimentos para las cuencas de antepaís, (areniscas de la Formación Pozo).

Durante el Oligoceno ocurre un nuevo levantamiento de los Andes, erosión del relieve existente, sedimentos Cretácicos y del Terciario Inferior, acompañado de una fuerte subsidencia de la cuenca Marañón originando la depositación de las capas rojas de la Formación Chambira.

La Deformación Quechua, ocurrida en el Mioceno en tres fases denominadas Quechua I, II, III dieron como resultado la reactivación de la faja de cabalgamiento del Marañón y el desarrollo de la cordillera Oriental, a la cuenca Marañón la afectó con fallas normales de reactivación inversa y fallas inversas pero generalmente está menos deformada al Este del frente subandino. Se depositaron las Formaciones Pebas, Marañón y Corrientes constituidas mayormente por lodolitas, arenas y conglomerados.

4.3.3 GEOLOGIA ESTRUCTURAL LOCAL

Regionalmente la estructura Chambira Este forma parte de un pilar o levantamiento tectónico denominado "Alto Corrientes - Chambira Este", entre los yacimientos del mismo nombre.

El yacimiento Chambira Este, es un anticlinal asimétrico cuyo plano axial principal está orientado NW-SE y está controlado principalmente en el flanco Occidental por un juego de fallas escalonadas asociadas a una falla de reactivación inversa (GRAFICO N°3), que afecta al área desde el basamento hasta cierta parte de la sección Cretácea, la que a su vez controla a un conjunto de fallas antitéticas de diferentes magnitudes causantes de la geometría de la estructura hacia el E y NE.

4.3.4 MAPA ESTRUCTURAL EN TIEMPO Y PROFUNDIDAD

El mapa estructural en tiempo, preparado por L. Girolodi en 1998 en la cuál se basa el estudio, está referido al reflector "Base Caliza", horizonte de correlación correspondiente a la base del Mb. Cetico superior muy próximo al tope del Mb. Cetico inferior.

El mapa estructural (Mapa N°2), de profundidad se ha preparado empleando los registros sísmicos; Cheks Shots y Sísmico Vertical, de los pozos **123X** y **157**, se generaron los respectivos sismogramas sintéticos que sirvieron para calibrar las velocidades, correlacionar y obtener los mapas en el horizonte "Base Caliza" y el tope del Mb. Cetico Inferior.

La estructura Chambira Este es un anticlinal asimétrico con orientación principal al NW-SE y una sola culminación central relacionada a fallas inversas que buzcan hacia el Este, el ápice de la estructura está en el contorno de 2670milisec (-3,424msnm) entre los pozos **123X** y **157**, con un cierre estructural de 20milisec (34m) y un área de 5,657 acres, el contacto agua petróleo se encuentra a -3,452msnm a 28m debajo del ápice (ver SECCIÓN ESTRUCTURAL).

CAPITULO V

GEOLOGIA DEL PETROLEO

5.1 ORIGEN, MIGRACION Y ENTRAMPE DEL PETROLEO

La Generación y Migración del Petróleo tuvo lugar a fines del Cretáceo al Oeste de la Cuenca actual, y otra de edad Oligocénica en la zona profunda de la cuenca Marañón Terciaria, existiendo probables basculamientos que propiciaron remigración de hidrocarburos.

La roca madre está constituida por las lutitas marinas de las Formaciones Raya y Chonta con 2% de contenido orgánico como máximo, restringido al sector noroccidental de la cuenca. En el sector suroriental las rocas generadoras están relacionadas al Grupo Pucará del Triásico Superior - Jurásico inferior.

Las vías de migración están asociadas a las areniscas de las Formaciones Vivian y Chonta, depósitos que poseen continuidad, pendiente favorable y estarían conectados a las trampas.

Las trampas son de tipo estructural y combinadas estratigráfico estructurales con anticlinales de escaso cierre vertical (Yacimiento Chambira) conformado por reactivación de fallas o estructuras preexistentes, y con presencia de lutitas y calizas que ofician de sellos efectivos como la base Mb. Cético superior.

La calidad del petróleo encontrado es similar a los hallados en los yacimientos Capirona, Pavayacu, Yanayacu de 25° API aproximadamente.

5.2 RESERVORIO: CETICO INFERIOR

Las rocas reservorio encontrado en el Yacimiento Chambira Este están constituidas por areniscas de las formaciones Sarayaquillo, Cushabatay, Agua Caliente, Chonta (Mb. Cetico Inferior, Mb. Cetico Superior y Mb. Pona), Vivian y Mb. Pozo Basal, encontrándose contenidos de hidrocarburos en cantidades comerciales solo en el reservorio **Cetico Inferior**; en el reservorio Cetico Superior se encontró petróleo en los pozos 157 y 161D en volúmenes no comerciales; el reservorio Pona muestra petróleo solo en el pozo 157 según los registros eléctricos sin haberse evaluado aún su potencial.

El reservorio Cetico Inferior está constituida por areniscas cuarzosas de grano fino medio y grueso subangulosas a subredondeadas arcillosas y glauconíticas, de frente de playa y barras litorales en secuencia transgresiva (GRAFICO N°4), con variaciones en cuanto al espesor y calidad de reservorio independientemente de la posición estructural; el espesor varía de 13.3m a 20.4m, como arena neta petrolífera varía de 1.5m a 14.5m, las porosidades obtenidas de la evaluación petrofísica están en el rango de 13% a 21% aumentando hacia la base del reservorio, y la permeabilidad obtenida de pruebas de formación son del orden de 500md a 1500md.

5.2.1 EVALUACION PETROFISICA

El Yacimiento Chambira cuenta con 7 pozos perforados desde dos plataformas la 123X y la 157, desde la primera están los pozos 123X, 124XCD, 129XCD y 128XCD al Oeste del Yacimiento; desde la segunda plataforma se tiene los siguientes pozos 161D, 157, y 158D ubicados al Este del Yacimiento; el pozo 128D fue abandonado por problemas mecánicos, no tiene registro eléctricos por lo que los topes de Formación están referidos al registro litológico.

En el Pozo 157 fue coreado el Mb. Cético Inferior desde 3570 a 3587.8, de los análisis de laboratorio se obtuvieron valores de porosidad de 14.2% a 21.0%, y permeabilidad de 536 a 903.2md que luego servirían para la calibración de la evaluación.

Este capítulo comprende la obtención de las propiedades petrofísicas del reservorio principal del Yacimiento Chambira.

Las herramientas utilizadas son básicamente los registros de Pozos eléctricos y radioactivos a hueco abierto:

- Inducción Eléctrica (IEL)
- Micro esférico Enfocado (MSFL)
- Densidad de Formación (FDC)
- Rayos Gamma (GR)
- Cáliper o diámetro de hueco (CAL)

Integrados a través de los paquetes de interpretación de análisis de registros "**PetroWorks**" y correlación, secciones de pozos "**StratWorks**"; desarrollado por Landmark Graphics Corp.

Los registros utilizados son trabajándolos en las siguientes fases:

- Edición, normalización y Corrección por condiciones del pozo
- Determinación de los parámetros petrofísicos: Volumen de arcilla (**Vcl**), Porosidad Efectiva (**Phie**), Saturación de Agua (**Sw**).
- Determinación de los parámetros petrofísicos por horizontes productivos "**A**", "**B**" y "**C**".

El Volumen de Arcilla (**Vcl**), se define como la cantidad de arcilla presente en la roca reservorio, son determinados con la curva rayos gamma (GR) y potencial espontaneo para corregir además por la presencia de glauconita, silicato hidratado de potasio, magnesio, aluminio ferroso y férrico, mineral que afecta por su carácter radioactivo.

$$V_{cl} = (GR \log - GR \min) / (GR \max - GR \min)$$

$$V_{cl} = (SP \log - SP \min) / (SP \max - SP \min)$$

La Porosidad efectiva (**Phie**), se define como la fracción del volumen poroso sobre el volumen total de la roca, y fue obtenida de la curva densidad de volumen (**RHOB**) del registro Densidad de Formación aplicando la corrección de arcilla; la densidad de matriz (**RHOma**) es 2.68 gr/cm², densidad del fluido (**RHO_f**) 1 gr/cm², la porosidad de la lutita (**Phidsh**) leído del registro densidad, estas son las variables que participan en la siguiente fórmula:

$$Phie = ((RHOma - RHOB) / (RHOma - RHO_f)) - V_{cl} * Phidsh$$

La Saturación de Agua (**Sw**), se define como la fracción de volumen poroso ocupado por agua de formación, fue determinado por la formula de Indonesia que es un modelo matemático para arena arcillosa de distribución dispersa y permite separar le agua adherida a la arcilla; el exponente de saturación “n” para areniscas consolidadas es 2, la constante empírica de Archie “a” es 1, el exponente de cementación “m” es 2.

La salinidad de muestras de agua de formación del reservorio Cético Inferior varía de 145 a 160ppm de ClNa lo que permite por tablas determinar la resistividad del agua de formación (**R_w**); La resistividad del reservorio no influenciada por el fluido de perforación, conocida como resistividad verdadera (**R_t**), se obtiene del registro Inducción (IEL); La resistividad de lutita (**R_{sh}**) es también obtenida del mismo registro frente a una lutita; la formula de Indonesia es la siguiente:

$$\frac{1}{S_w} = (V_{cl})^x * (R_t / R_{sh})^{1/n} + (P_{hie})^{m/2} * (R_t / a * R_w)^{1/n}$$

$$x = 1 - V_{cl} / 2$$

Los parámetros obtenidos, que nos permiten definir los cuerpos arenosos de mayor potencial petrolífero, son presentados en las **tablas** del n°2 al n°7 y en registros (GRAFICOS N°5 al N°10) de evaluación para cada pozo mostrando los valores de P_{hie} , V_{cl} , S_w como valores y como curvas (ver SECCION ESTRUCTURAL CON MOP).

Los reportes para determinar los valores de “Net Pay” (neto Petrolífero), “Net Permeability” (neto permeable), Porosidad efectiva (P_{hie}) promedio y saturación de Agua (S_w) promedio son generados basados en “cutoffs” de porosidad (8%), saturación de Agua (80%) y volumen de arcilla (20%), empleando el software denominado “Summation”, las cuales se muestran en la tabla N°8 y N°9.

5.2.2 EVALUACION DE REGISTROS ESTRATIGRAFICOS

Este capítulo tiene la finalidad de presentar los resultados de la evaluación de los siguientes registros de buzamiento estratigráfico:

- Buzamiento Estratigráfico de alta Resolución (SHDT), de los pozos 123XC, 158D, 161D
- Barrido Microenfocado de Formación (FMS), de los pozos 129DST y 157.

Estos registros tomados a hueco abierto en los pozos pueden reflejar características sedimentarias como texturas, estructuras, espesores, secuencias litológicas y principalmente paleocorrientes y dirección de

transporte de sedimentos que integrados nos permiten determinar el ambiente deposicional de la formación.

Los registros de buzamiento graban hasta 8 curvas micro resistivas en la dirección de cuatro patines separados a 90°, para el SHDT (GRAFICO N°11), y hasta 27 curvas para el FMS (GRAFICO N°12), cubriendo gran parte de la pared del pozo, la correlación de estas curvas entre sí permite determinar contrastes de resistividad que explican un cambio en la característica de la roca tales como capa de lutita, arena, granulometría y clasificación.

La correlación se realiza con programas computarizados que van a definir los mejores planos de correlación presentando diagramas de flechas que indican el ángulo y dirección del buzamiento; para el caso de características estratigráficas el programa de correlación usado es el "Continuos Side By Side" (paso a paso continuado) en el registro SHDT (GRAFICO N°13).

El registro FMS, dado que tiene 27 curvas, luego del procesamiento presenta una imagen de la pared del pozo donde los planos de laminaciones, capas y estratificación cruzada se observa como sinusoides. Ambos registros fueron procesados y trabajados empleando la plataforma Geoframe de la cía Schlumberger (GRAFICO N°14).

Los diagramas de flechas muestran estratificación paralela de bajo ángulo de 2° a 9° de buzamiento y estratificación cruzada de 10° a 30°, que indican que el Mb. Cético Inferior tiene patrón característico de barras litorales y arena de cresta cuyos cuerpos de arena, de secuencia grano creciente hacia el tope, tienen geometría alargada paralela a la línea de costa con orientación de NW-SE (GRAFICO N°15, 16 y 17).

Las arenas de la base que están por debajo del nivel agua petróleo muestran estratificación cruzada de alto ángulo de buzamiento hasta 38° podrían corresponder a canales de marea.

La arena "A" muestra direcciones del flujo de corrientes hacia el SW, similar a la arena "B" lo que indica la orientación de los cuerpos de arena al NW-SE. La arena "C" muestra variaciones en la dirección del flujo de las corrientes hacia el SW y al NE, el rumbo del cuerpo de arena es de E-W, TABLA N°10.

5.2.3 MAPAS DE ARENA NETA PERMEABLE

Se presenta los mapas de Arena Neta Permeable de los horizontes "A", "B", "C" y Cetico Inferior de acuerdo a los valores obtenidos del análisis petrofísico y que se muestran en la tabla n°9.

Los mapas muestran el eje de las barras litorales con rumbo NW-SE con una disminución de las arenas permeables tanto al N-NE como al S-SW, por lo tanto la zona de mayor espesor permeable y de mayor calidad de reservorio esta en el eje de las barras entre los pozos 123XC y 157 que tienen mayor producción de petróleo (Gráficos A, B, C y D).

5.2.4 MAPA DE ARENA NETA PETROLIFERA

El Mapa de arena neta petrolífera o "Net Pay" (Mapa n°3), se ha preparado con la información de la columna net pay de la Tabla n°9, y teniendo en cuenta la tendencia del mapa estructural y el mapa de arena permeable debido a que la acumulación de petróleo obedece a trampa estructural y estratigráfica; nos ha permitido también calcular las reservas de petróleo y definir la zona de mayor acumulación.

El mapa muestra el ápice en la curva de 18m. siendo la curva 0 metros el nivel de contacto agua petróleo (curva -3452m), la cual traslapa parcialmente al ápice del mapa estructural y separarse del eje de la barra litoral, la zona de mayor acumulación de petróleo sería entre los pozos 123XC y 157.

5.3 ESTIMADOS DE RESERVAS

La estimación de reservas es un proceso que relaciona datos geológicos y de ingeniería de petróleo; se refiere al total de volumen de hidrocarburo almacenado en un reservorio antes de iniciar la explotación se denomina petróleo original in situ "original oil in place" (OOIP) o "N", esta dado en unidades STB (Standard Tank Barrel), y las reservas recuperables son los volúmenes de petróleo que pueden ser extraídos del reservorio con la tecnología actual.

El método volumétrico fue utilizado con la siguiente ecuación:

$$N = 7758 * A * h * \text{Por} * (1 - S_w) / \text{Boi}$$

7758 = Factor de conversión de acre-pie a bbls (barriles).

A = Area del reservorio en acres del mapa de Net Pay.

h = Altura o espesor en pies de la arena con petróleo.

Por = Porosidad efectiva promedio en decimal.

S_w = Saturación de agua de la evaluación petrofísica en decimal.

Boi = Factor de volumen del petróleo en condiciones iniciales, es 1.107.

En la Tabla n°11 se presenta los resultados de los volúmenes de petróleo In Situ para cada zona, que esta dado por los contornos de 0 a 18m del mapa arena neta petrolífera Mapa n°7, al integrarse obtenemos el volumen de petróleo almacenado en el reservorio (N) 21'268,995 STB de los cuales el volumen recuperable es el 30%, 6'380,698 STB y descontando el volumen de petróleo producido hasta 1998 indicaría que el volumen de petróleo por recuperar es de **4'673,086 STB**.

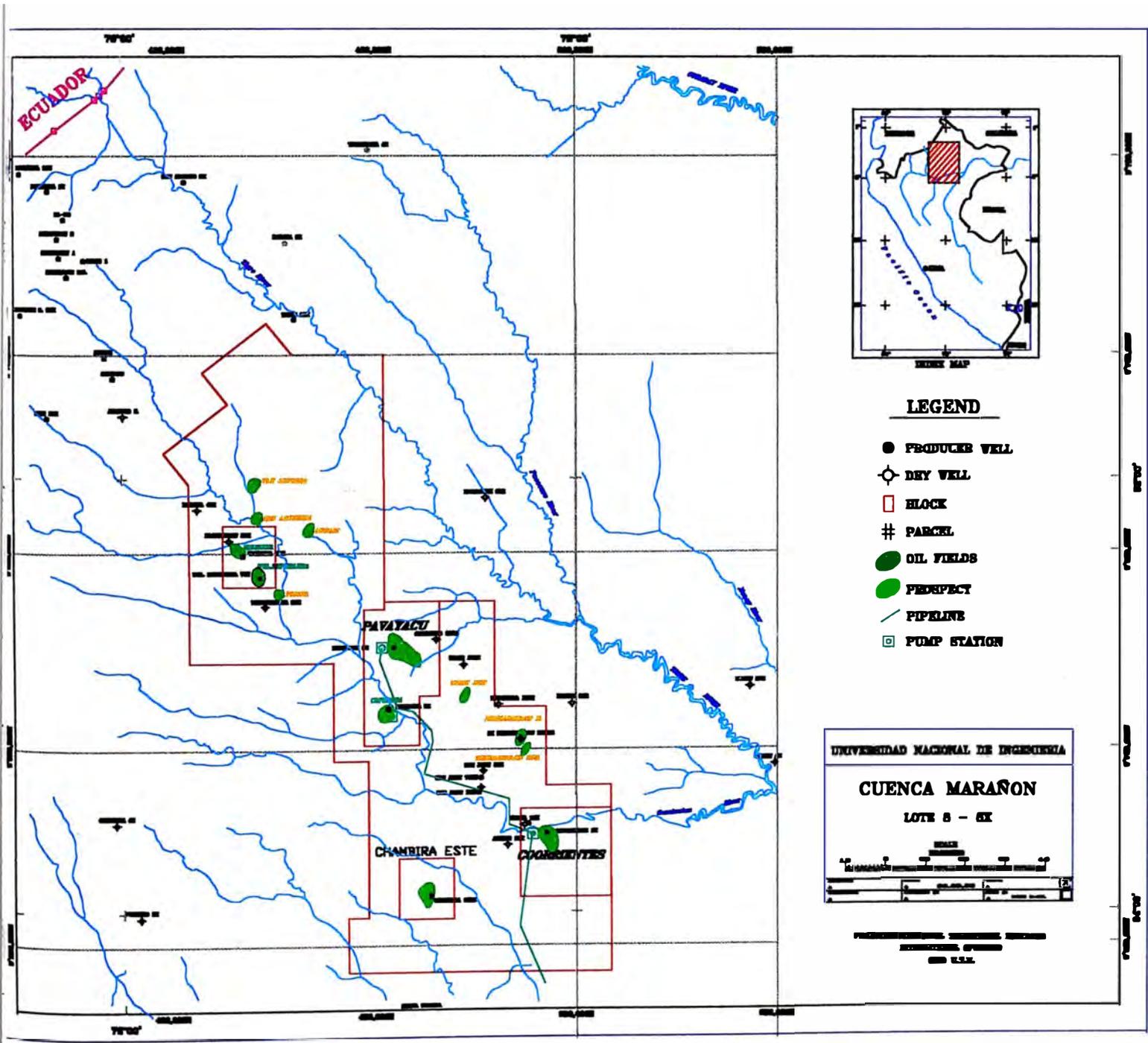
VI. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- **GIROLDI, L. (1998) Reinterpretación Sísmica 3D, Yacimiento Chambira.**
- **FUENTES R, SALAS G. (1987) Evaluación Geológica de la Estructura Chambira Este.**
- **BENAVIDES, M. (1991) Estructura Chambira Este, Interpretación Sísmica y Proyectos de Desarrollo del Reservorio Cetico Inferior.**
- **ALANIA, A. (1996) Evaluación del Registro Buzamiento Estratigráfico Pozo 161D, 158D Chambira Este.**
- **ALANIA, A. (1996) Interpretación del Registro FMS de los Pozos 129DST y 157 Chambira Este.**
- **PAZ. M, (1995) Facies y Ambiente Depositional Núcleo Convencional Pozo 157 Chambira, Cetico Inferior.**
- **SERRA, O. (1985) Sedimentary environments from Wireline Logs.**
- **HUERTAS, F. (1989) Evaluación del Registro de Buzamiento del Pozo 123XC Chambira Este.**
- **MONTOYA, M. (1991) Estilos Estructurales en la Cuenca del Oriente Peruano.**
- **EDUARDO, H. (1991) Paleogeografía del Paleozoico en el Oriente Peruano.**
- **TARAZONA, A. (1989) Informe Palinológico del Pozo 123XC Chambira Este.**

ILUSTRACIONES

MAPA N°1	Mapa de ubicación del Yacimiento Chambira.
MAPA N°2	Mapa Estructural Mb. Cetico Inferior.
MAPA N°3	Mapa Arena Neta Petrolífera Mb. Cetico Inferior.
GRAFICO A	Arena Permeable Mb. Cetico Inferior.
GRAFICO B	Arena Permeable Mb. Cetico Inferior, Arena "A".
GRAFICO C	Arena Permeable Mb. Cetico Inferior, Arena "B".
GRAFICO D	Arena Permeable Mb. Cetico Inferior, Arena "C".
TABLA N°1	Topes de Formación, Yacimiento Chambira Este.
TABLA N°2	Parámetros Petrofísicos, Mb. Cetico Inferior, Pozo 123XC.
TABLA N°3	Parámetros Petrofísicos, Mb. Cetico Inferior, Pozo 124XCD.
TABLA N°4	Parámetros Petrofísicos, Mb. Cetico Inferior, Pozo 129DST.
TABLA N°5	Parámetros Petrofísicos, Mb. Cetico Inferior, Pozo 157.
TABLA N°6	Parámetros Petrofísicos, Mb. Cetico Inferior, Pozo 158D.
TABLA N°7	Parámetros Petrofísicos, Mb. Cetico Inferior, Pozo 161D.
TABLA N°8	Parámetros Petrofísicos Promedios, Mb. Cetico Inferior.
TABLA N°9	Tabla de Espesores, Mb. Cetico Inferior.
TABLA N°10	Dirección y buzamientos estratigráficos, Mb. Cetico Inferior.
TABLA N°11	Estimados de Reservas, Mb. Cetico Inferior.
GRAFICO N°1	Rasgos estructurales del Cretáceo, Cuenca Marañón
GRAFICO N°2	Columna Estratigráfica, Yacimiento Chambira Este.
GRAFICO N°3	Sección Sísmica Interpretada.
GRAFICO N°4	Esquema del Sistema de Isla Barrera.
GRAFICO N°5	Evaluación Petrofísica, Mb. Cetico Inf. Pozo 123XC
GRAFICO N°6	Evaluación Petrofísica, Mb. Cetico Inf. Pozo 124XCD
GRAFICO N°7	Evaluación Petrofísica, Mb. Cetico Inf. Pozo 129DST
GRAFICO N°8	Evaluación Petrofísica, Mb. Cetico Inf. Pozo 157
GRAFICO N°9	Evaluación Petrofísica, Mb. Cetico Inf. Pozo 158D
GRAFICO N°10	Evaluación Petrofísica, Mb. Cetico Inf. Pozo 161D

GRAFICO N°11	Esquema de la Herramienta SHDT.
GRAFICO N°12	Esquema de la Herramienta FMS.
GRAFICO N°13	Registro Buzamiento Estratigráfico, SHDT.
GRAFICO N°14	Registro Buzamiento Estratigráfico, FMS.
GRAFICO N°15	Buzamiento Estratigráfico, Mb. Cetico Inf. Arena "A"
GRAFICO N°16	Buzamiento Estratigráfico, Mb. Cetico Inf. Arena "B"
GRAFICO N°17	Buzamiento Estratigráfico, Mb. Cetico Inf. Arena "C"
GRAFICO N°18	Sección Estructural, Yac. Chambira, Mb. Cetico Inf.
GRAFICO N°19	Sección Estratigráfica, Yac. Chambira, Mb. Cet. Inf.
GRAFICO N°20	Sección Estructural-MOP, Yac. Chambira Mb. Cet.



LEGEND

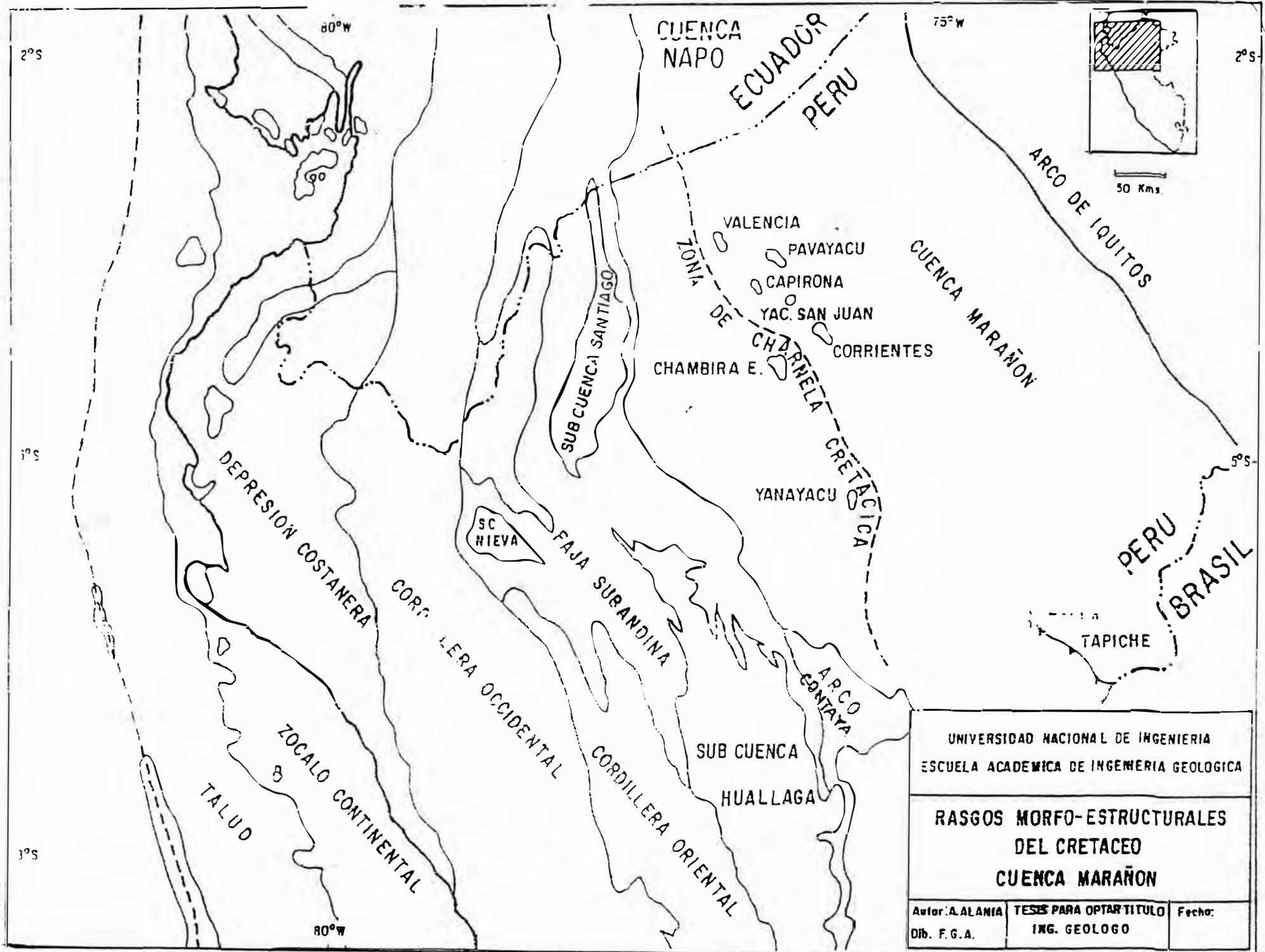
- PRODUCER WELL
- DRY WELL
- BLOCK
- # PARCEL
- OIL FIELDS
- PROSPECT
- PIPELINE
- PUMP STATION

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
CUENCA MARAÑON
 LOTE 8 - 6X

1:50,000

PROYECTO DE INVESTIGACION Y DESARROLLO
 DE LA INDUSTRIA PETROLERA
 DEL E.E.C.

MAPA N°1



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 ESCUELA ACADEMICA DE INGENIERIA GEOLOGICA

**RASGOS MORFO-ESTRUCTURALES
 DEL CRETACEO
 CUENCA MARAÑON**

Autor: A. ALANÍA	TESIS PARA OPTAR TITULO	Fecha:
Dib. F.G.A.	ING. GEOLOGO	

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

STRATIGRAPHIC COLUMN

CHAMBIRA ESTE FIELD

EDAD		FORMATION	THICKNESS (m)	LITHOLOGY	DESCRIPTION	ENVIRONMENT			
C E N O Z O I C	QUATERN.	PLEISTOCENO	CORRIENTES	477		SANDSTONE, GRAY, COARSE GRAIN	FLUVIAL		
		TERTIARY	MIOCENO - PLEOCENO	MARAÑON	431		MUDSTONE AND MARL. SANDSTONE INTERCALATIONS	LAGOON	
	PEBAS			487		CLAYSTONE, GREENISH GRAY, OCAS. GLAUCONITIC, FOSSILIFEROUS	LAGOON		
	OLIGOCENO		CHAMBIRA	1355		MUDSTONE, RED TO PURPLISH, RED, INTERBEDDED WITH RED SILTSTONE, ANHIDRITE AND THIN LAYERS OF WHITE GRAY SANDSTONE	FLUVIAL - LAGOON		
	MESOZOIC	CRETACEOUS	EOCE NO	LUTITA POZO	97		SHALE, GREEN, GLAUCONITIC, FISSILE	MARINE	
			PALEO CENO	POZO BASAL	40		SANDSTONE, WHITE, FINE TO MED GRAIN	DELTAIC	
			YAHUARANGO	320		MUDSTONE AND CLAYSTONE, RED; WHITE TUFFACEOUS BEDS.	NO MARINE LAGOON		
			MIAE ST	VIVIAN	118		SANDSTONE, WHITE QTZ, MEDIUM TO COARSE GRAIN, FRIABLE.	FLUVIAL DELTAIC	
			TUR.SUP CONIASANT	CHONTA FM.	321	120		SANDSTONE, GRAY, MED. GRAIN, GLAUCONITIC, INTERC. DARK SHALE	MARINE
			MB.LUPUNA	79		SHALE, DARK GRAY, BLACK, LIMESTONE, WHITE, MICR., GLAUC.			
			MB.CETICO	121		SANDSTONE, GREEN, GRAY, MED GR., MOD. FRIAB. PART. GLAUCONITIC, QTZ, INTERC. SHALE			
	CENO T UR	A. CALIENTE	252		SANDSTONE, WHITE, QZ, COARSE GRAIN FRIABLE.	FLUVIAL DELTAIC			
	APT. ALB MD	RAYA	34		SHALE, BLACK, FISSILE, INTERBED. SAND FINE.	MARINE			
	CUSHABATAY	284		SANDSTONE AND CONGLOMERATE, BROWN, REDISH, CLAY MATRIX.	FLUVIAL				
	JUR	INF.	SARAYAQUILLO	205		ARGILLITAS RED, LIGH BROWN, SILTSTONE GREEN AND CONGLOM.	CONTINENTAL		

● OIL

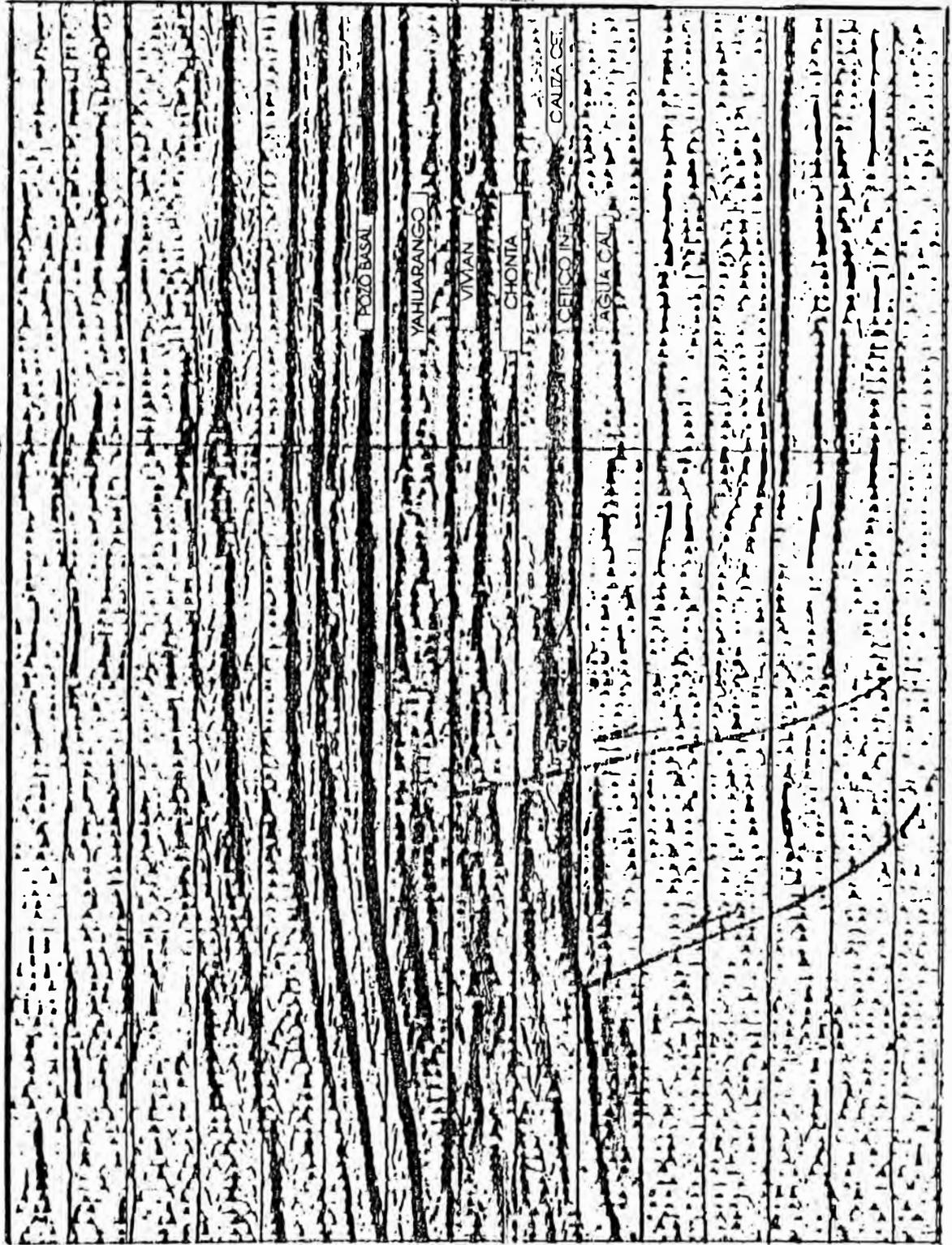
GRAFICO N°2

LINEA L8 - 534

SECCION SISMICA INTERPRETADA Y
UBICACION DEL POZO CHAMBIRA 123X

W E
CHAMBIRA 123X

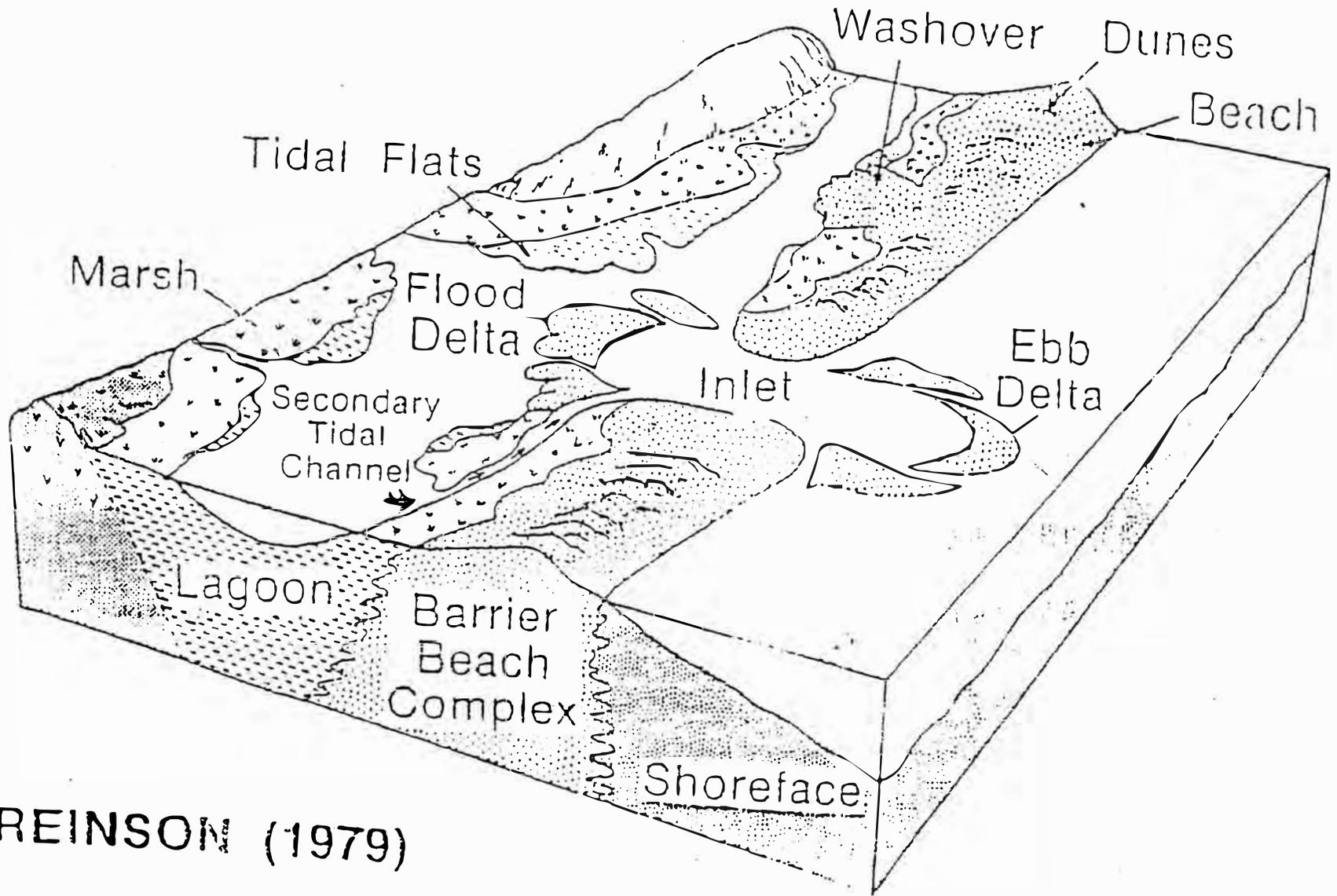
140 150 160 170 180 190 210 220 230



2.0
2.5
3.0
Tiempo (seg.)

GRAFICO N°3

**BLOCK DIAGRAMA
SUBAMBIENTES EN UN SISTEMA DE ISLA BARRERA**



REINSON (1979)

CHAMBIRA FIELD

CH-123

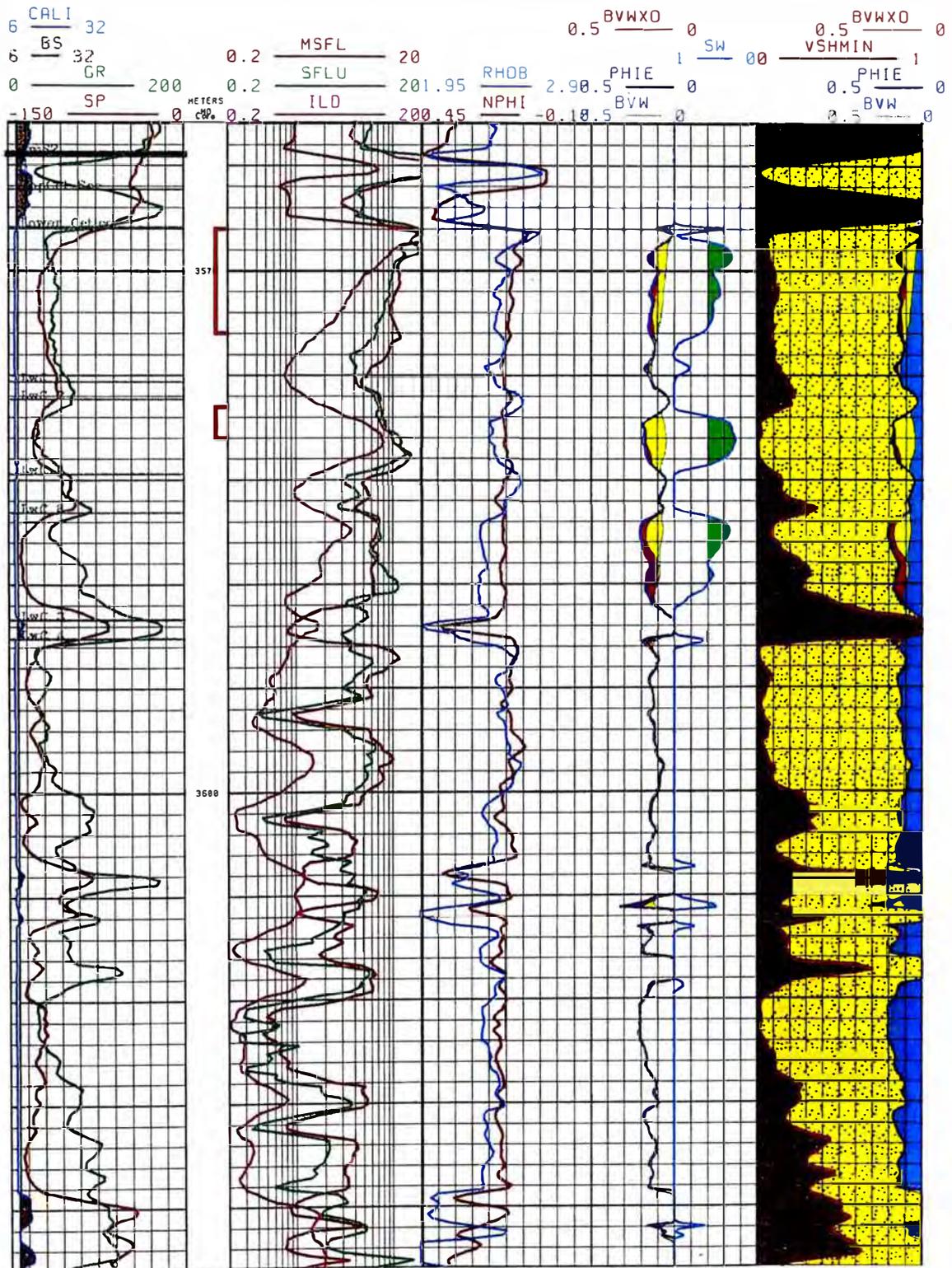
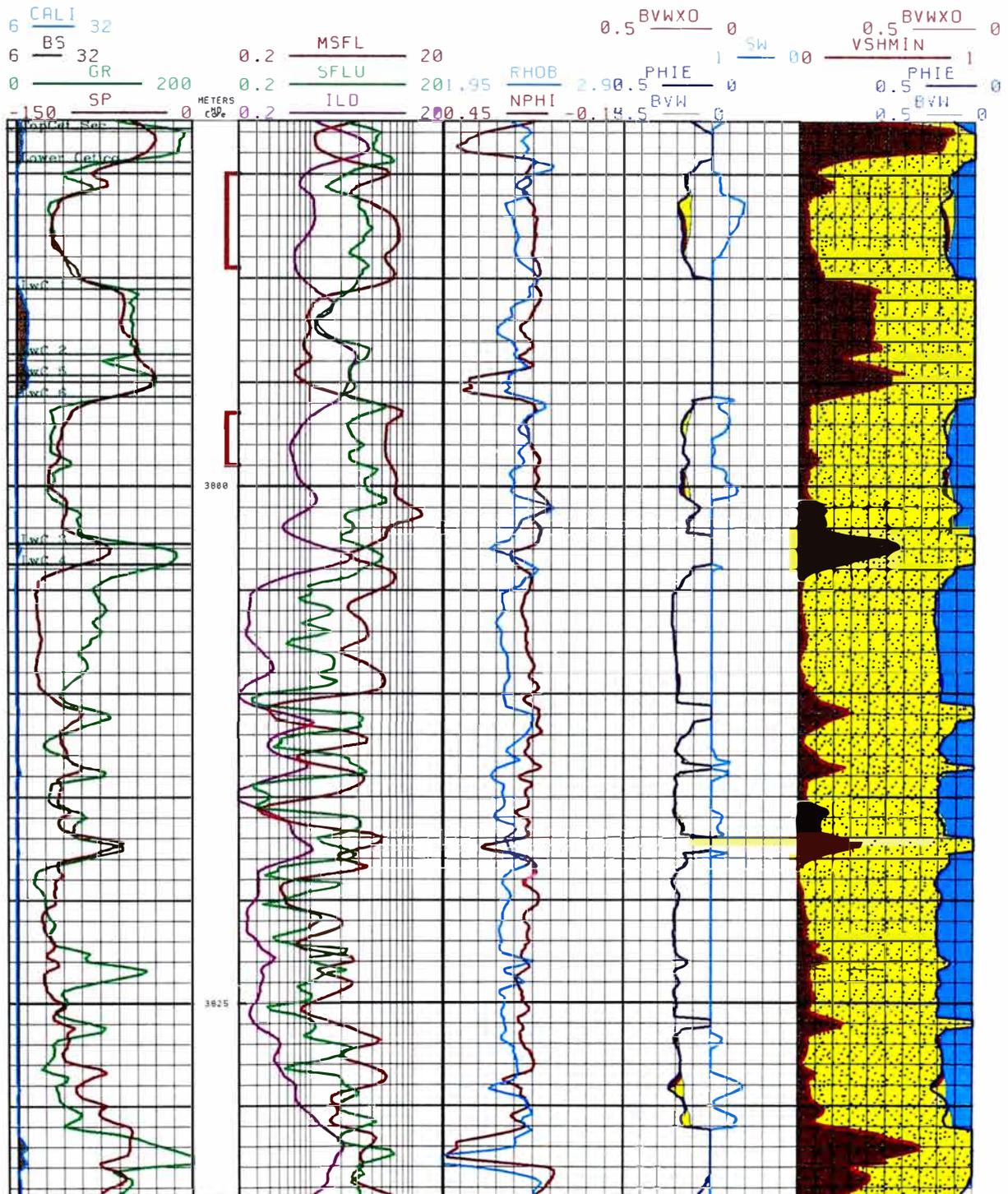


GRAFICO Nº5

CHAMBIRA FIELD

CH-124



CHAMBIRA FIELD

CH-129

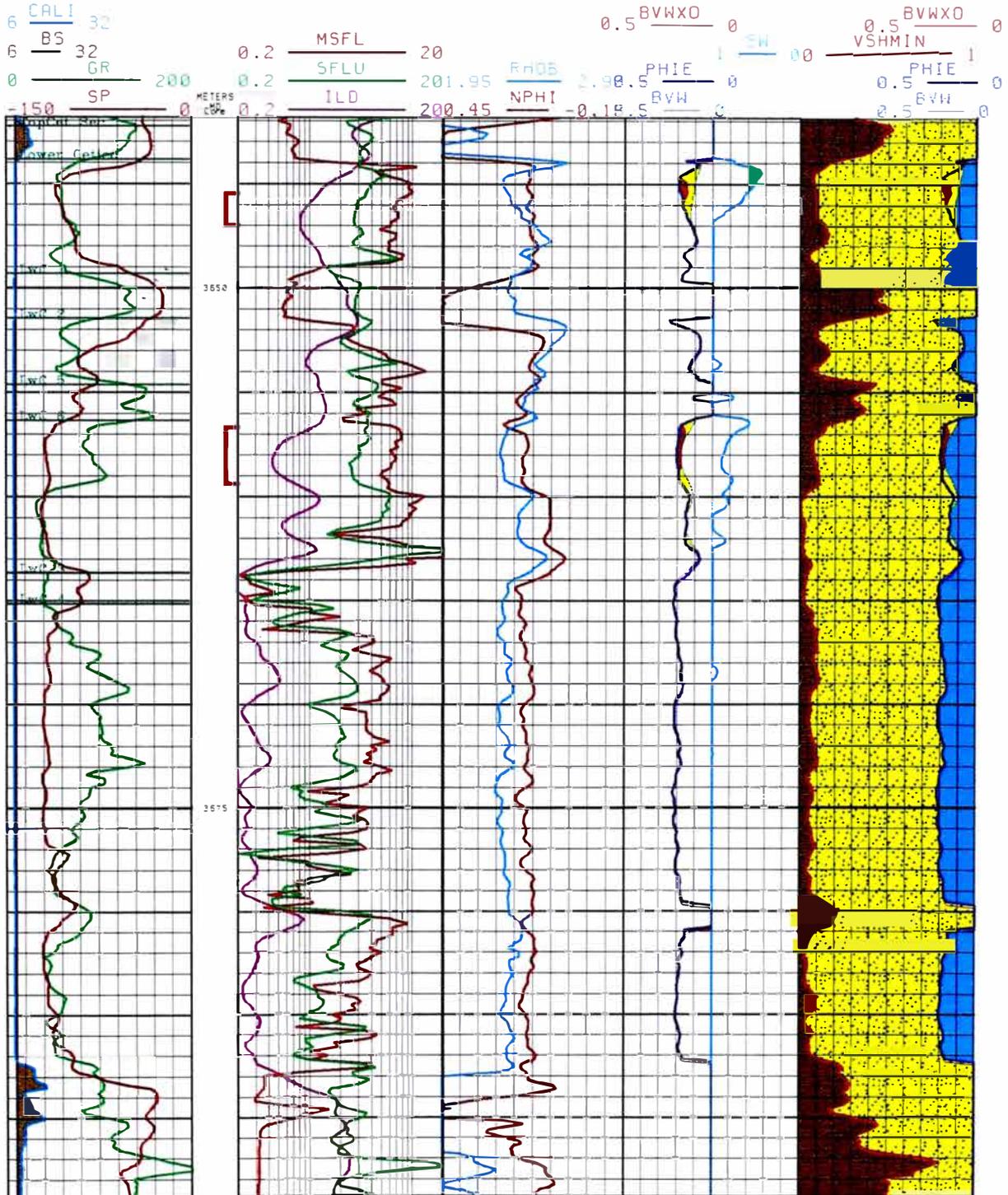
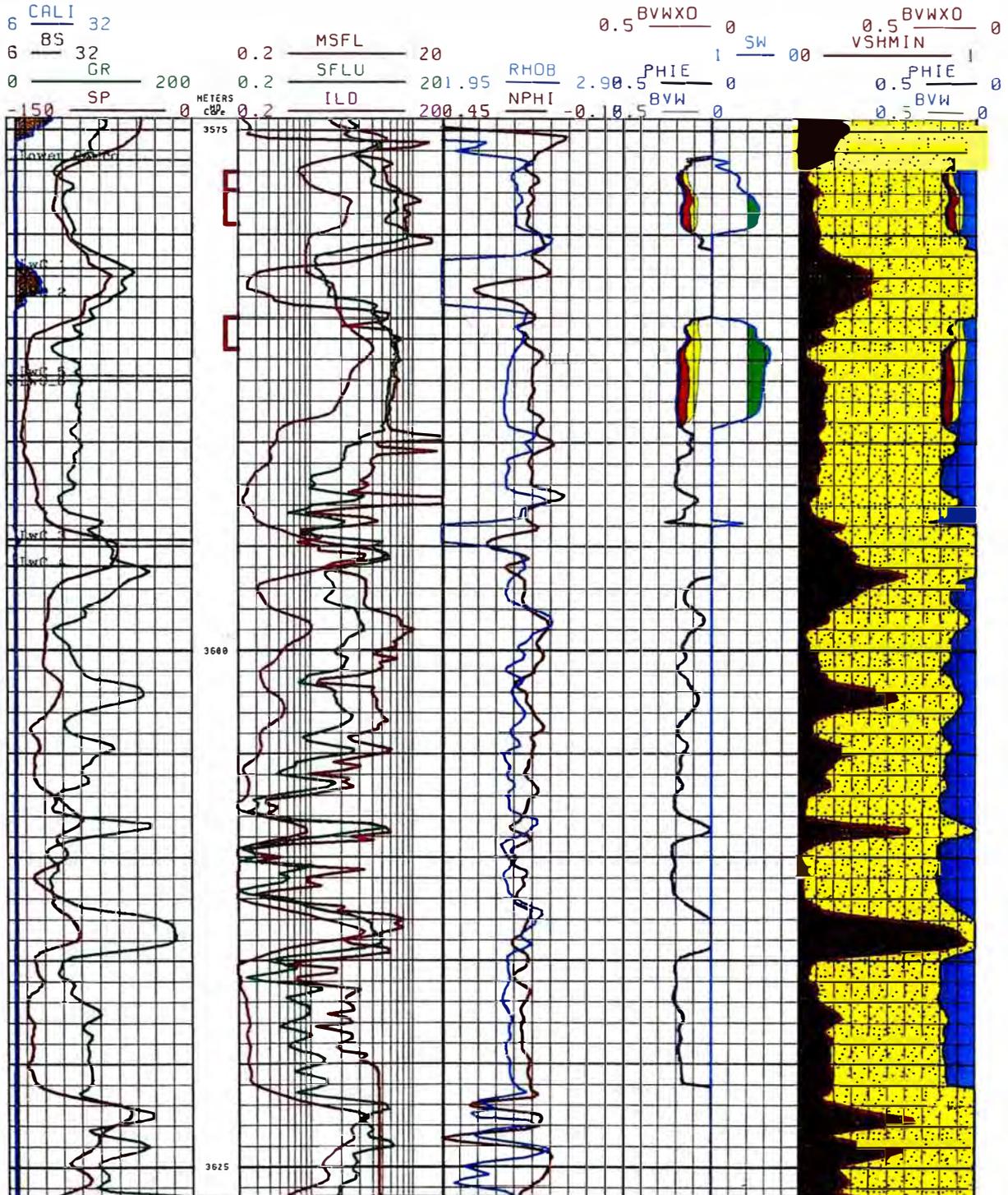


GRAFICO N°7

CHAMBIRA FIELD

CH-157



CHAMBIRA FIELD

CH-158

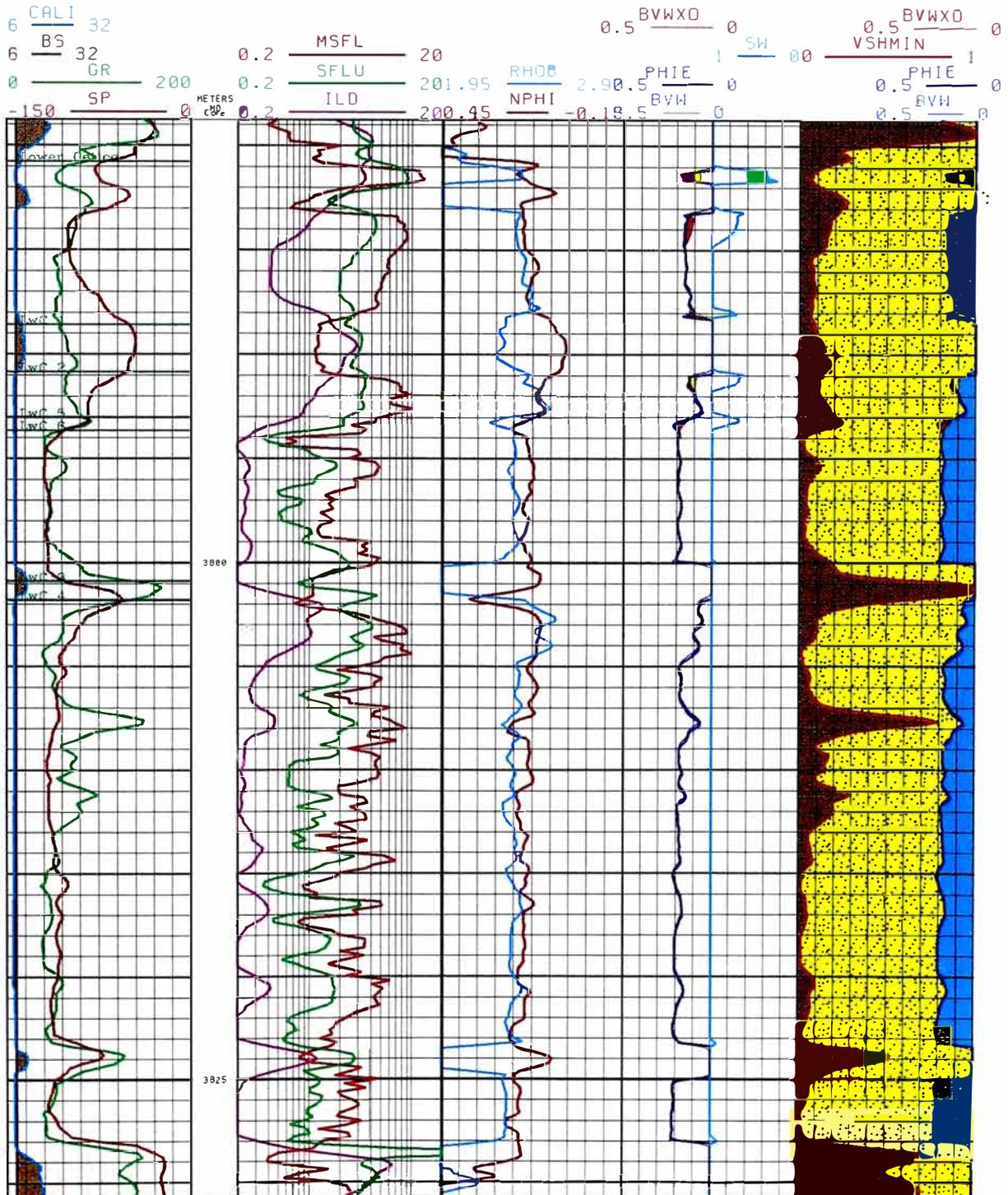


GRAFICO N°9

CHAMBIRA FIELD

CH-161

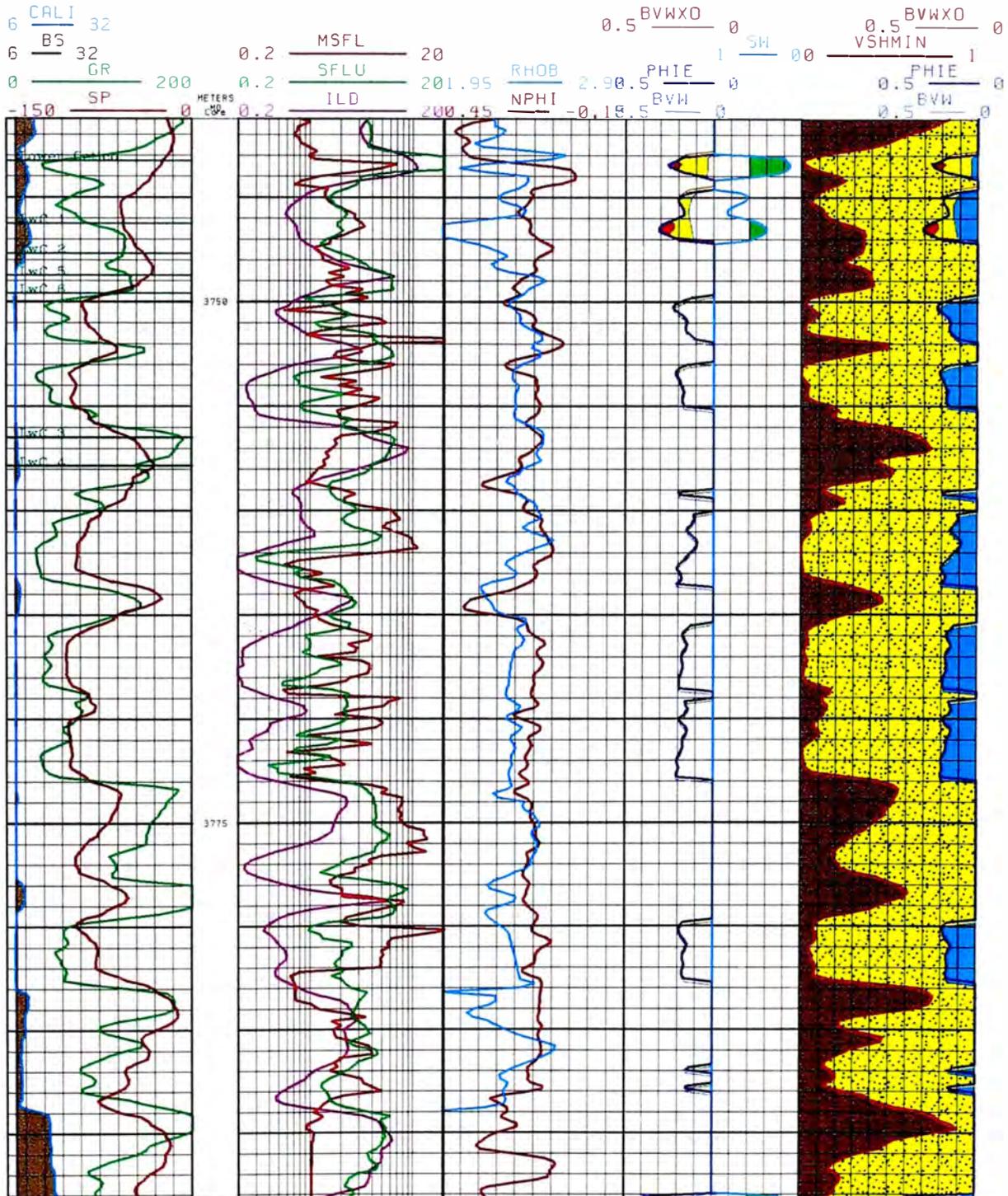


GRAFICO N°10

LA HERRAMIENTA S H D T

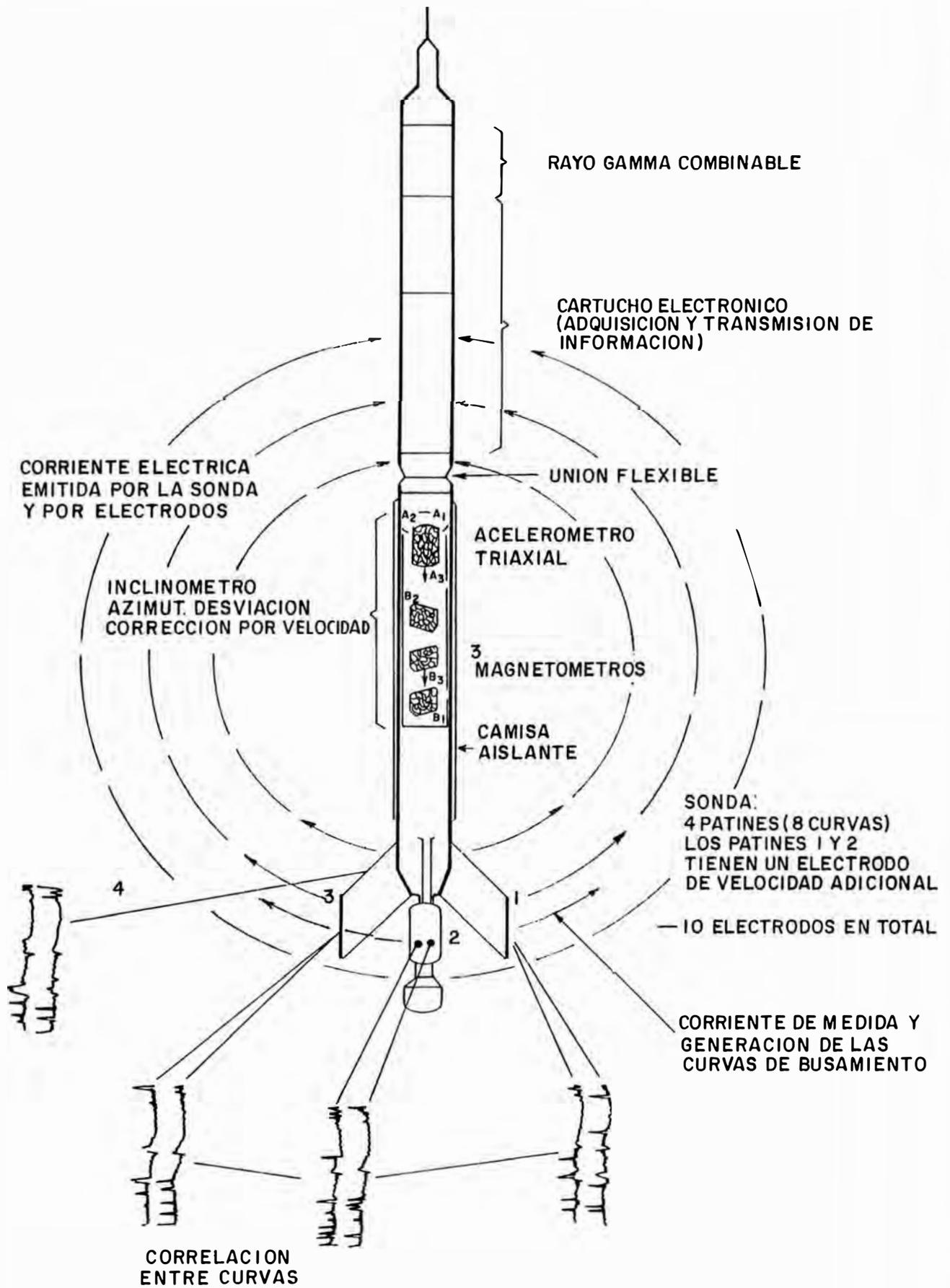
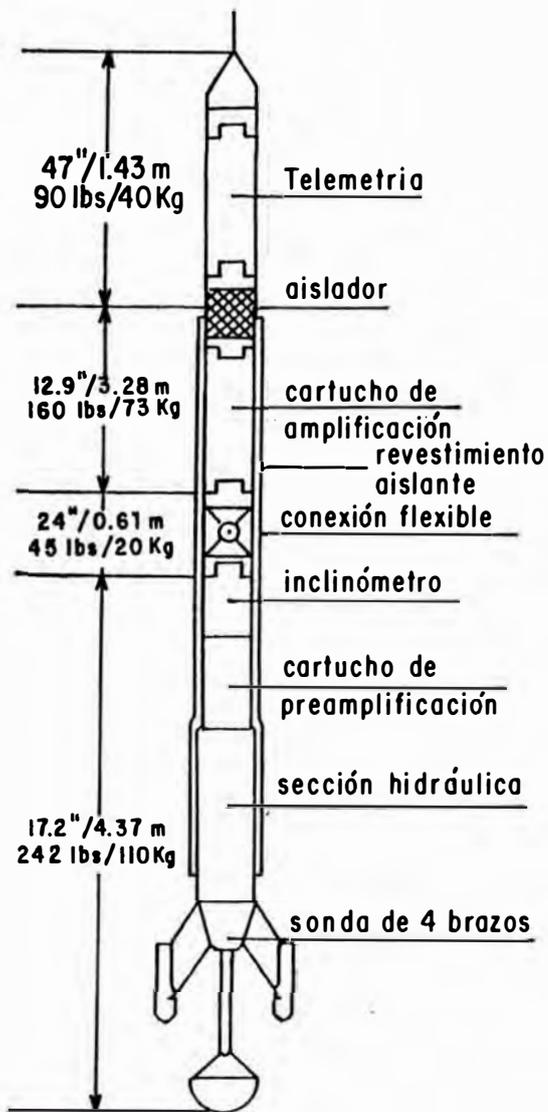
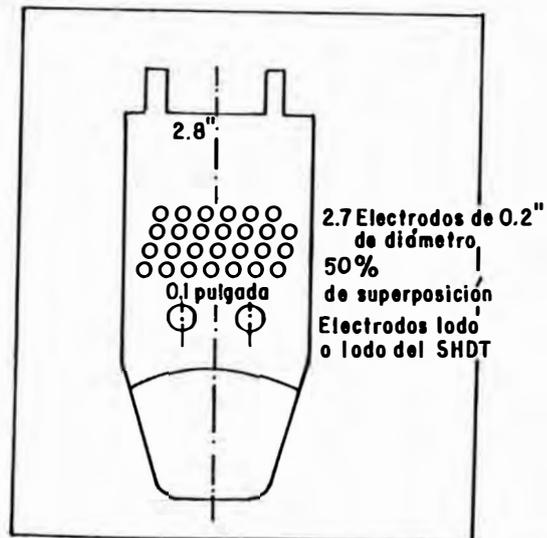


GRAFICO N°11

LA HERRAMIENTA FMS



CONFIGURACION DEL PATIN



las imagenes cubren el 20% de un pozo de 8 1/2"

SALIDAS

- Toda la información corriente de un perfil de buzamiento
- Dos conjuntos de curvas microresistivas (2 patines x 27 electrodos)
- Dos imágenes de pozo de 7 cm. de ancho, ubicadas en ángulo recto una respecto de otra
- Arreglo de imágenes de los patines 3 y 4

PLANO 01

PETROPERU S.A.

Buz. Estratigrafico CETICO INFERIOR

Registro SHDT

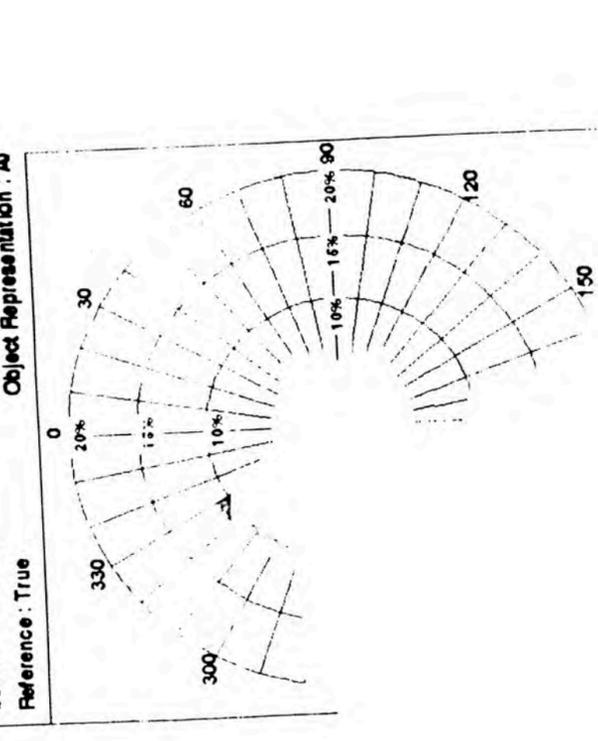
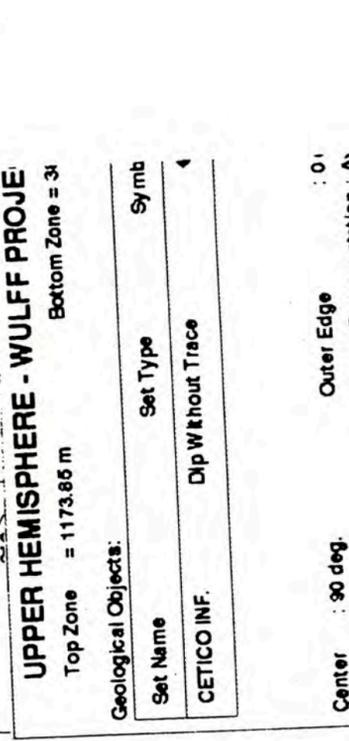
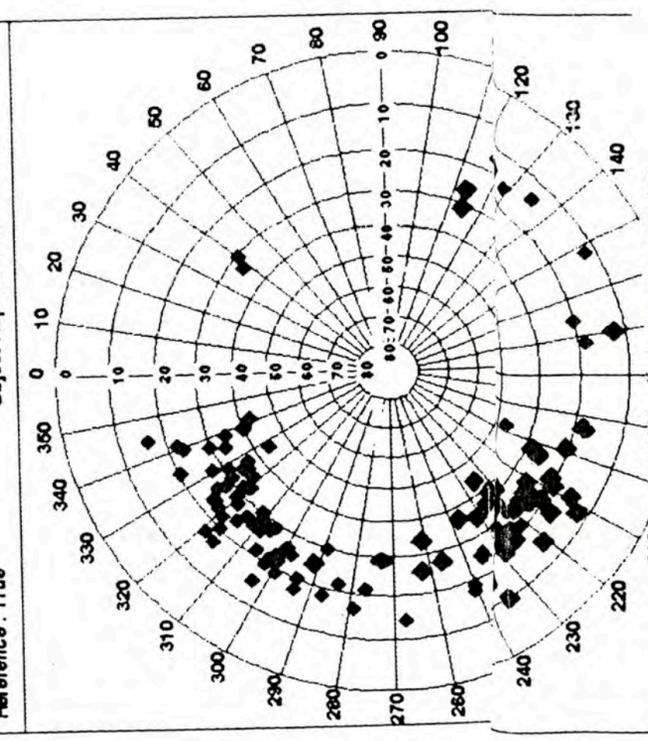
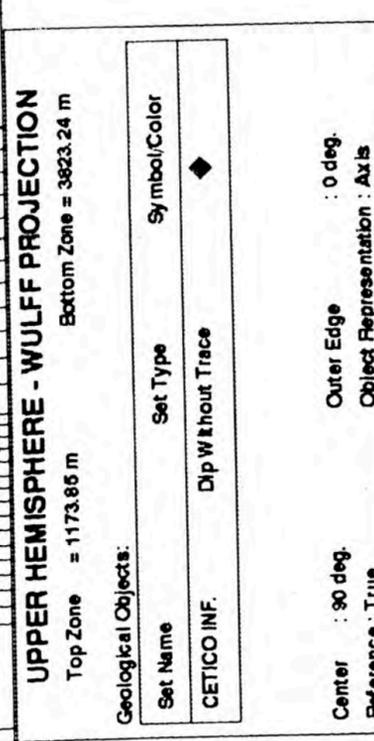
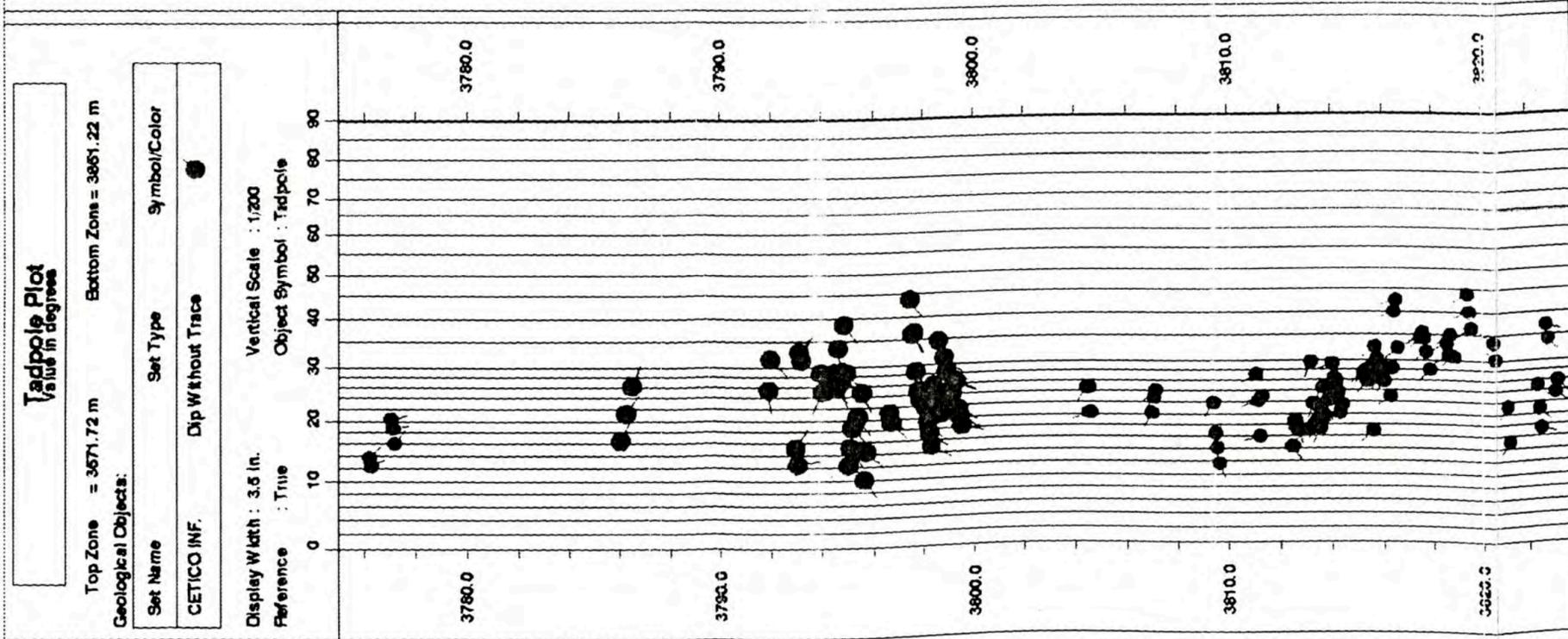
COMPANY: PETROPERU
 WELL: 8-49-158D
 FIELD: CHAMBIRA ESTE
 PAIS: PERU
 COUNTRY: LORETO

Date Processed: 11-SEP-1995
 Job Number: U. SELVA
 Well Location: Iquitos
 Latitude: N:9°562,375.71 Longitude: E: 466,195.80
 Elevations: KB: 138.95mt DF: 138.65mt GL: 132.45mt

by A. Alania C. GRAFICO N°13

FOLD HERE The well name, location and borehole reference data were furnished by the customer

All interpretations are opinions based on inferences from electrical or other measurements and we cannot, and do not guarantee the accuracy or correctness of any interpretation, and we shall not accept in the case of gross or willful negligence on our part, be liable or responsible for any loss, costs, damages or expenses incurred or sustained by anyone resulting from any interpretations made by any of our officers, agents or employees. These interpretations are also subject to Clause 4 of our General Terms and Conditions as set out in our current Price Schedule.



POZO 129-DST CHAMBIRA

Geological Objects:

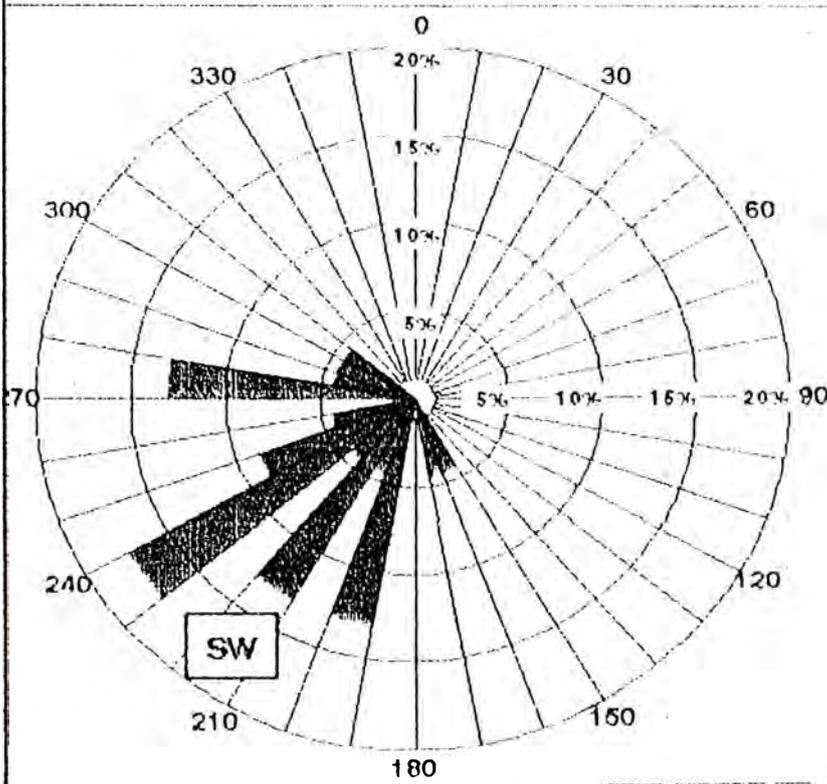
Set Name	Set Type	Color
cetico inf. verde	Dip Estratigrafico	■

Top Zone = 3644 m

Bottom Zone = 3649 m

Reference : True

Size Of Bins : 10 deg.



ARENA "A"

GRAFICO Nº15

AZIMUTH ROSETTE

BUZAMIENTO ESTRATIGRAFICO

CETICO INFERIOR

Intervalo : 3644 - 3649

Fig.

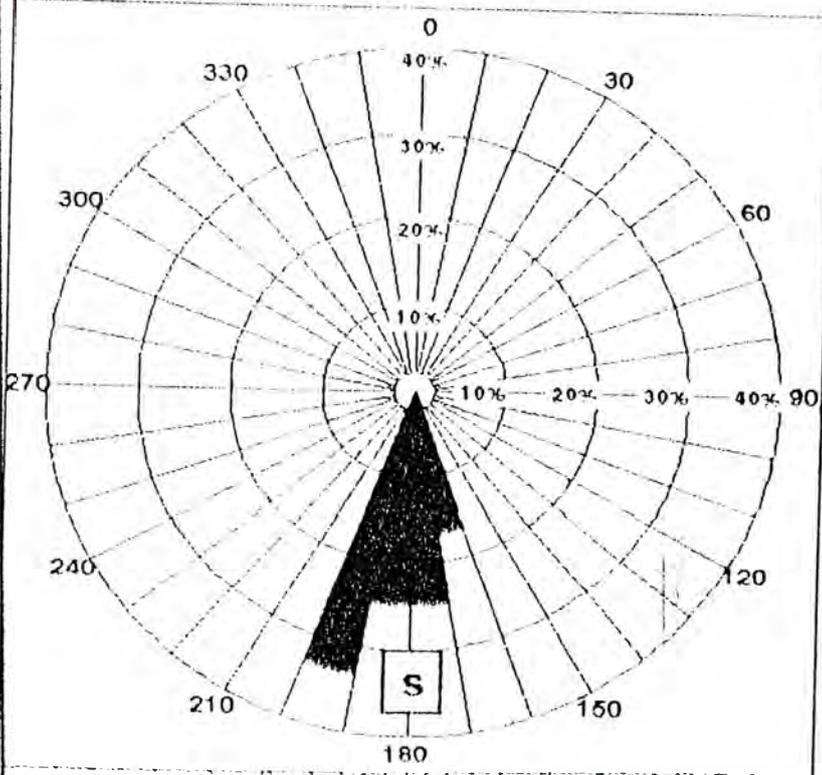
POZO 129DST CHAMBIRA

Geological Objects:

Set Name	Set Type	Color
cet. Inf.	Dip Estratigrafico	■

Top Zone = 3651.5 m Bottom Zone = 3653 m

Reference : True
Size Of Bins : 10 deg.



AZIMUTH ROSETTE

BUZAMIENTO ESTRATIGRAFICO

CETICO INFERIOR

Intervalo : 3651.5 - 3653

Flg.

ARENA "B"

GRAFICO Nº16

POZO 129 DST CHAMBIERA

Geological Objects:

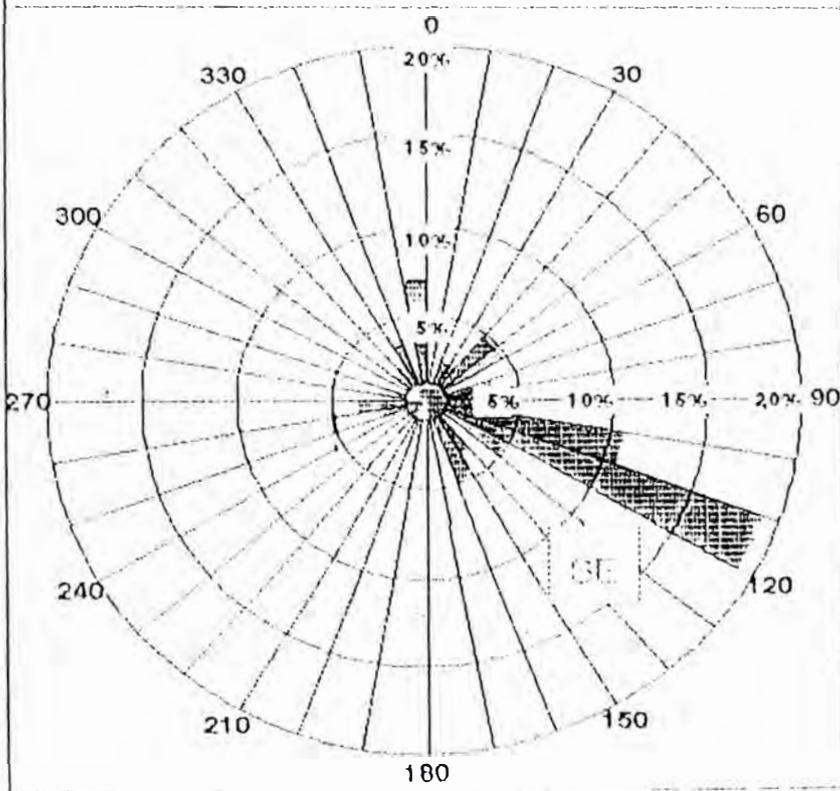
Set Name	Set Type	Color
celico Inf. amarl...	Dip Estratigrafico	€

Top Zone = 3653 m

Bottom Zone = 3664 m

Center : 10 deg.

Reference : True



AZIMUTH ROSETTE

BUZAMIENTO ESTRATIGRAFICO

CETICO INFERIOR

ARENA : 3653 - 3664

Fig. 17

ARENA "C"

GRAFICO N°17

464,000

466,000

9'564,000

9'562,000

9'560,000

464,000

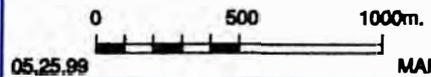
466,000

LEGEND

- Drilling Platform
- Producing Well
- Dry Well
- Oil/Water Contact
- ⊗ Abandoned Location
- Proved Location

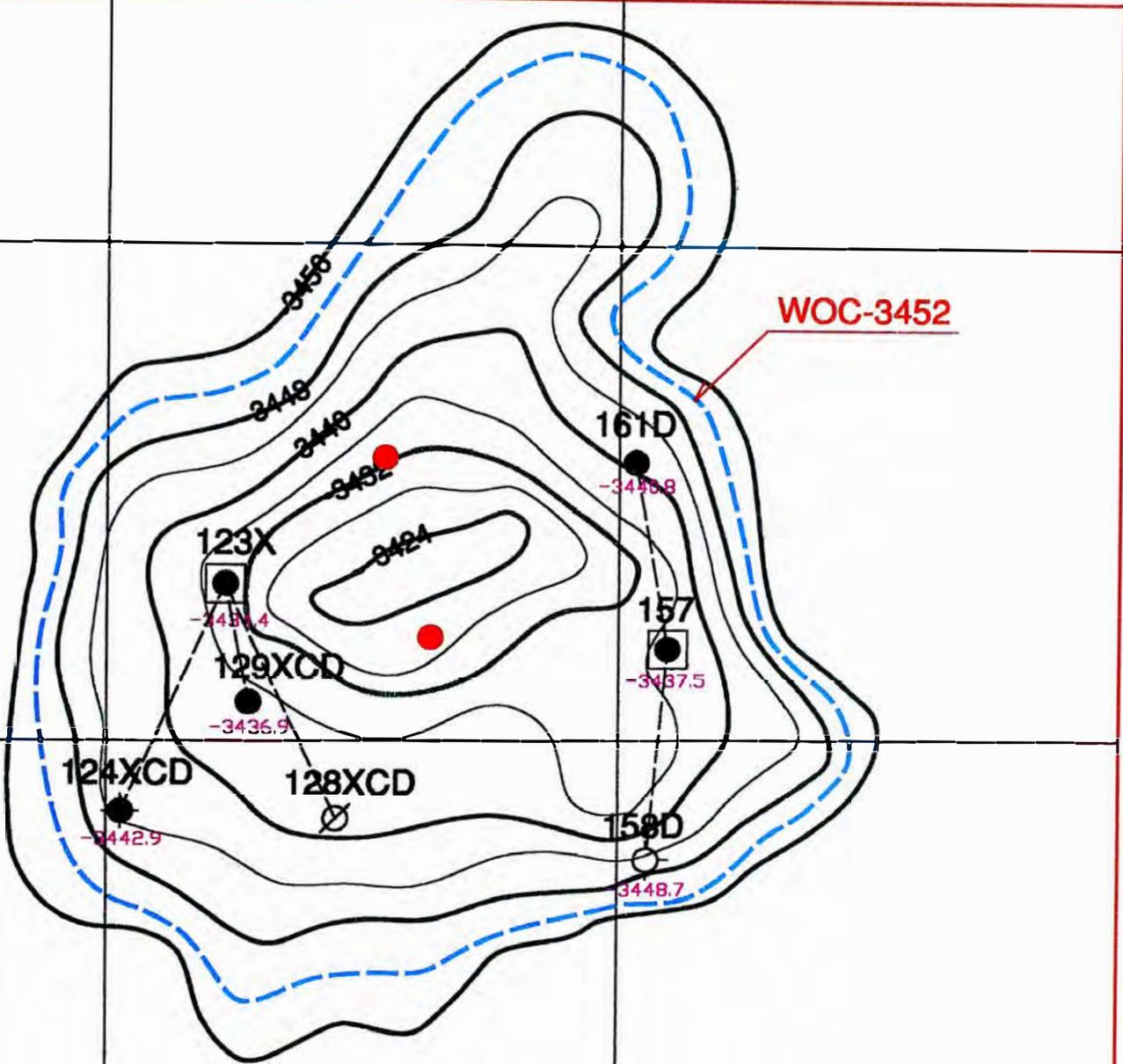
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

**CHAMBIRA OIL FIELD
STRUCTURAL MAP
TOP LOWER CETICO
I.C:4m**



05,25,99

MAPA 2



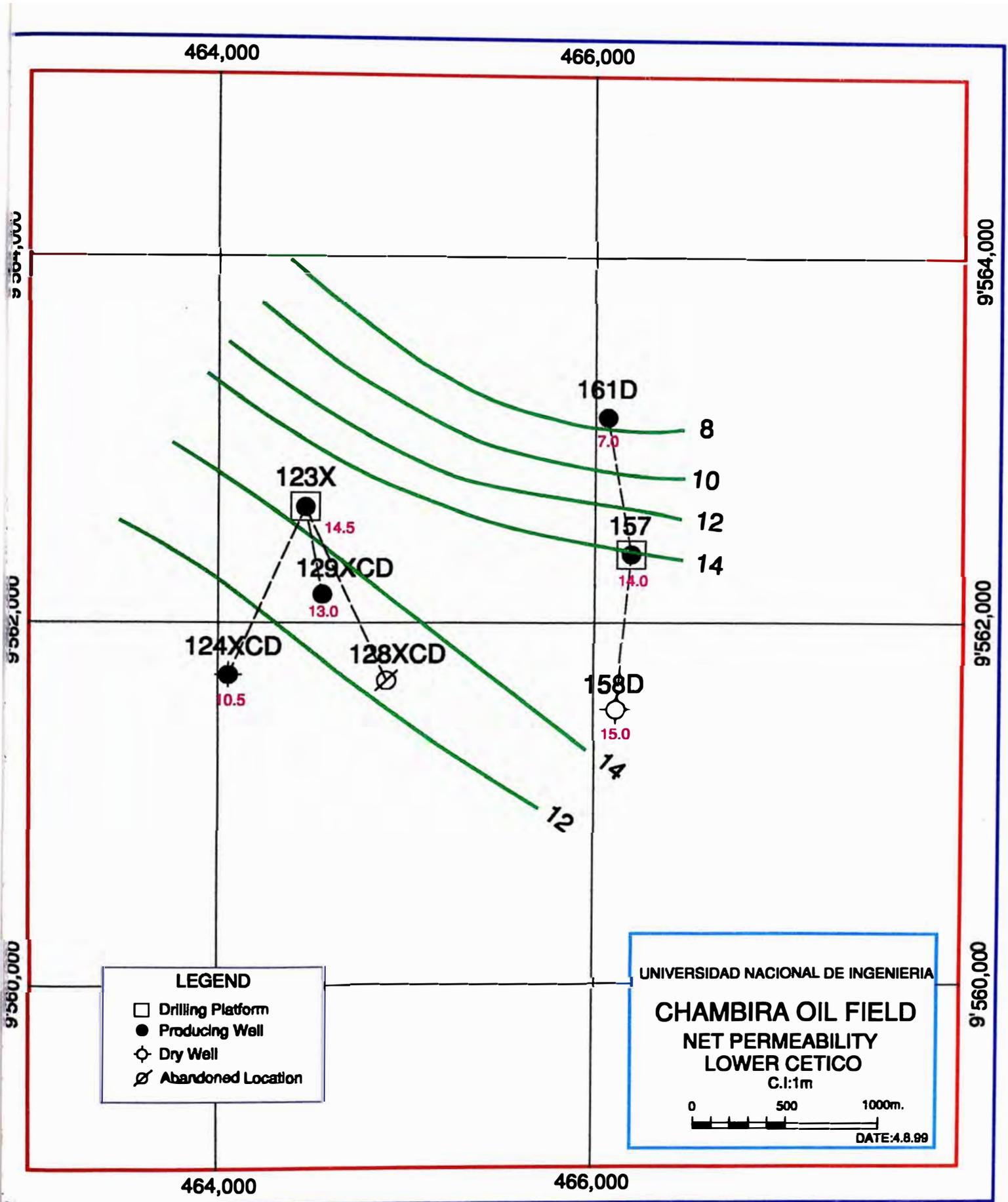


GRAFICO A

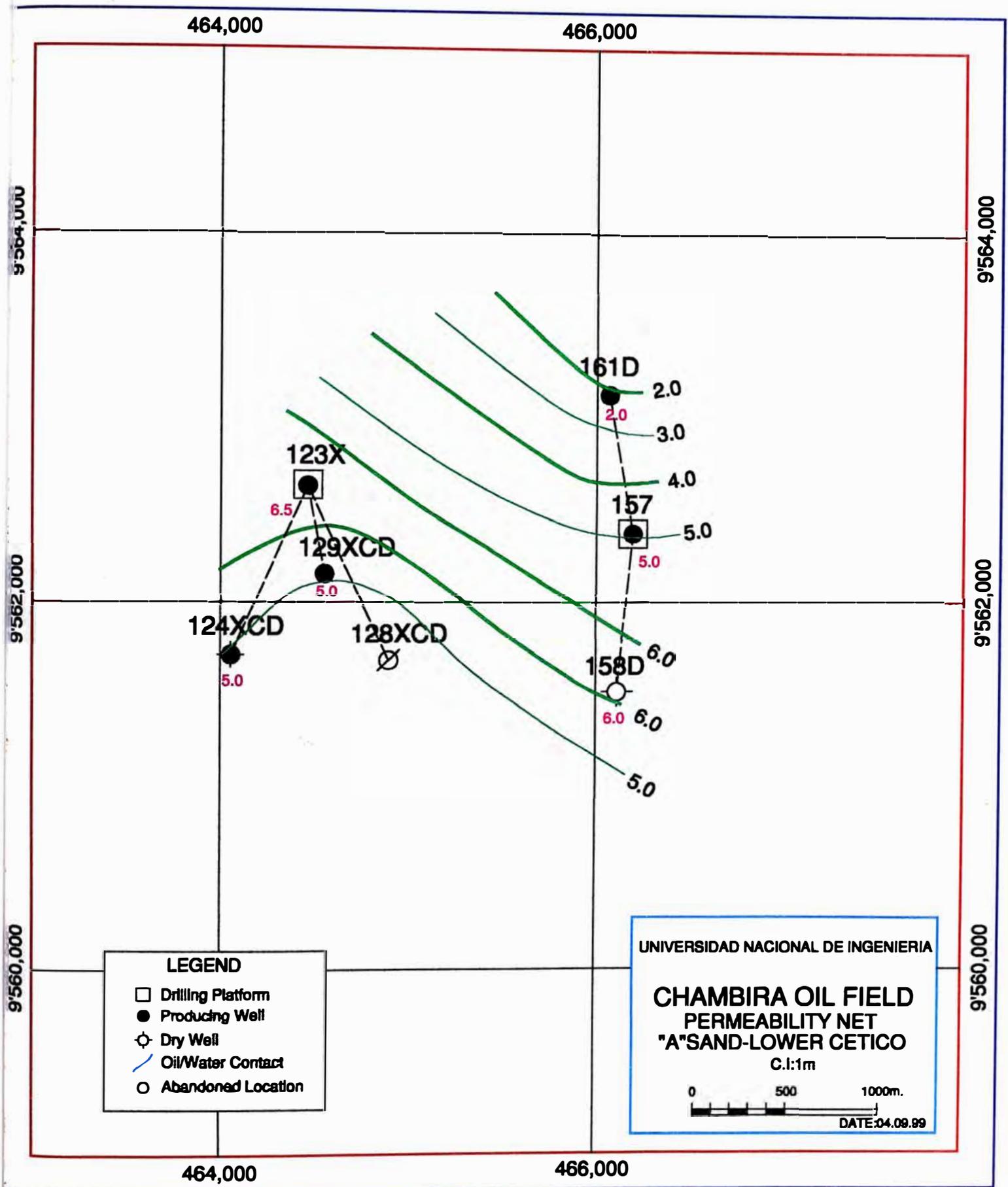


GRAFICO B

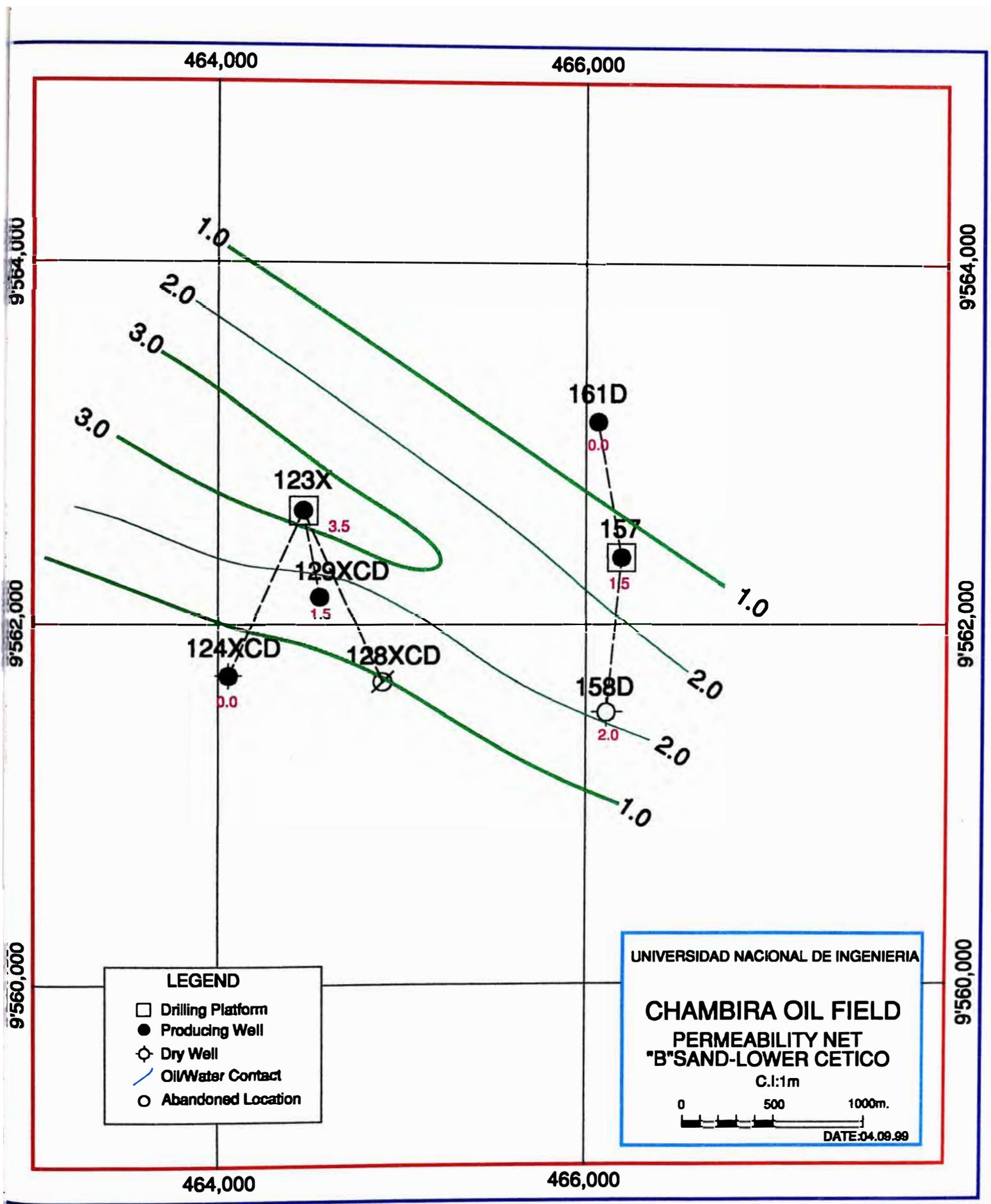


GRAFICO C

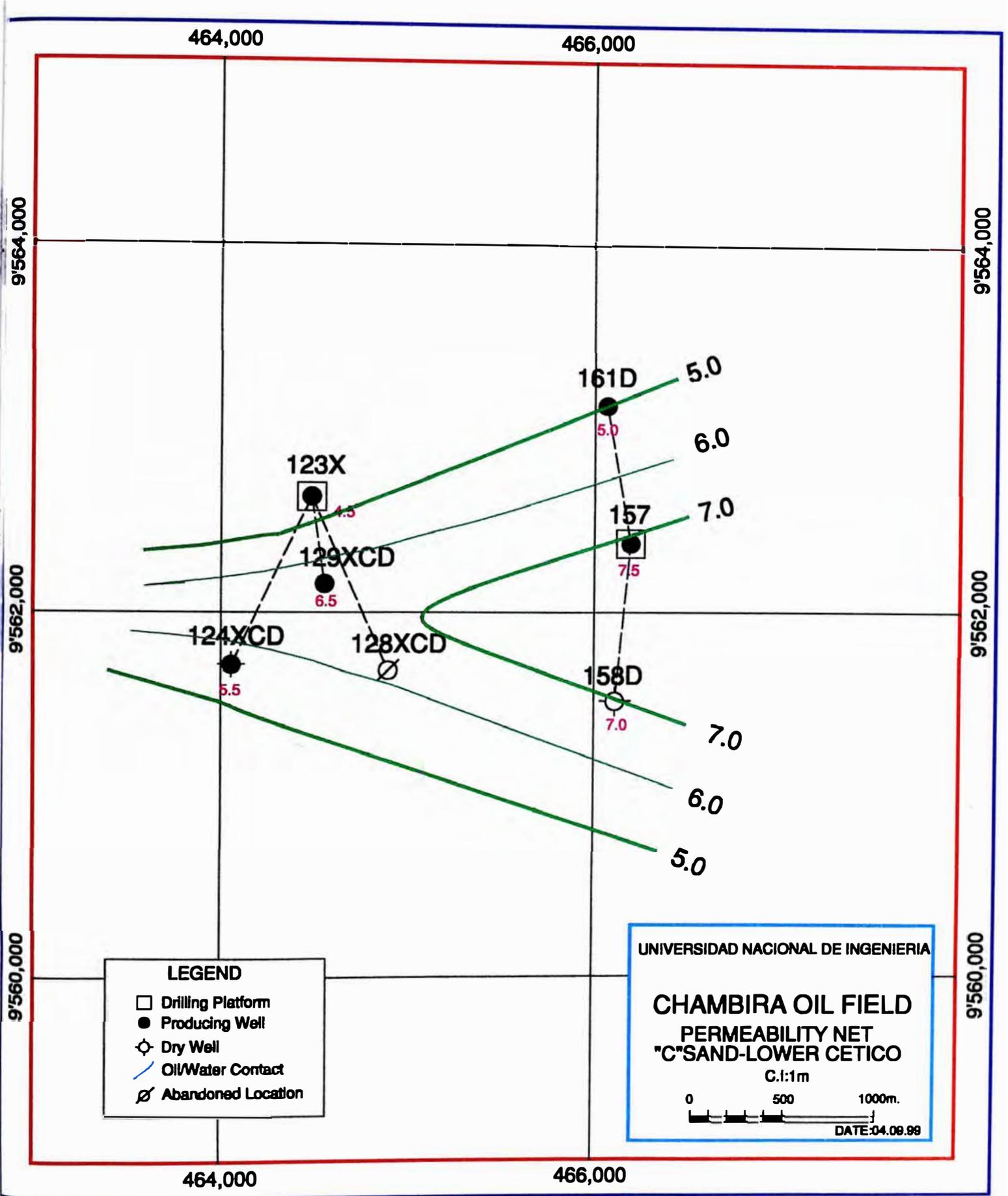
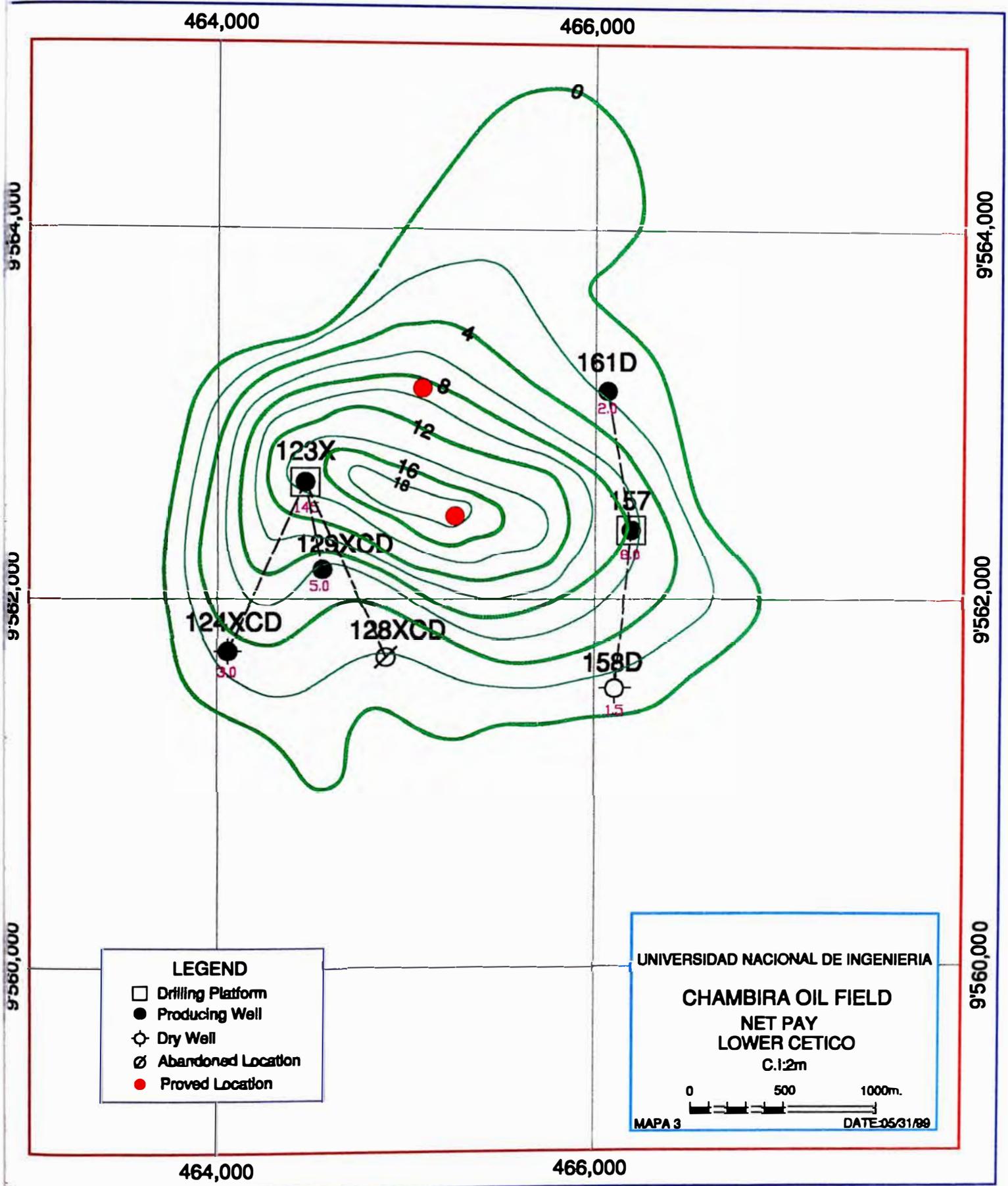


GRAFICO D



LEGEND

- Drilling Platform
- Producing Well
- / Abandoned Location
- ⊗ Dry Well
- Proved Location

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

CHAMBIRA OIL FIELD

NET PAY

LOWER CETICO

C.1:2m

0 500 1000m.

MAPA 3 DATE:05/31/99

MAPA Nº 3

CHAMBIRA FIELD

STRATIGRAPHIC COLUMN

PLATFORM 123												PLATFORM 157							
WELLS	123X		124XCD			128XD			129DST			157		158D			161D		
FORMATION	MD	SS	MD	TVD	SS	MD	TVD	SS	MD	TVD	SS	MD	SS	MD	TVD	SS	MD	TVD	SS
CORRIENTES	7,00		7,00			7,00	7,00	131,00	7,00			10,00		10,00			10,00		
MARANON	484,00		530,00			517,00	485,30	-347,30	605,00			535,00		580,00			570,00		
PEBAS	915,00		976,00			1117,50	942,90	-804,00	960,00			925,00		1010,00			987,00		
CHAMBIRA	1402,00		1520,00			1516,00	1391,00	-1253,00	1595,00			1525,00		1650,00			1710,00		
POZO	2757,00		2964,20			2960,00	2743,00	2602,69	2809,00			2754,00		2972,00			2920,00		
Pozo Basal	2854,00		3063,10			3066,00	2849,00	-2714,00	2924,00			2855,00		3069,00			3018,00		
YAHUARANGO	2894,00		3074,50			3103,00	2886,00	-2745,69	2937,50			2875,00		3088,00			3035,00		
VIVIAN	3214,50	-3076,10	3421,50	3218,39	-3079,99	3423,00	3205,90	-3065,59	3280,00	3211,57	-3073,17	3209,00	-3070,05	3417,00	3223,87	-3084,92	3371,00	3207,54	-3068,59
CHONTA	3332,50	-3194,08	3540,00	3336,87	-3198,47	3544,00	3326,88	-3186,57	3401,50	3333,05	-3194,65	3320,50	-3181,55	3534,50	3341,37	-3202,42	3489,50	3326,04	-3187,09
PONA	3424,50	-3286,09	3634,00	3430,86	-3292,46	3635,00	3417,88	-3277,57	3494,50	3426,03	-3287,63	3415,50	-3276,55	3624,50	3431,36	-3292,41	3580,00	3416,54	-3277,59
LUPUNA	3453,00	-3314,59	3664,00	3460,86	-3322,46				3522,50	3454,03	-3315,63	3444,13	-3305,18	3654,83	3461,70	-3322,75	3607,36	3443,90	-3304,95
UP. CETICO	3532,00	-3393,57	3744,00	3540,84	-3402,44				3602,64	3534,16	-3395,76	3531,40	-3392,45	3740,41	3547,26	-3408,31	3693,75	3530,29	-3391,34
LIMESTONE	3556,13	-3417,53	3768,00	3565,05	-3426,65				3627,66	3559,18	-3420,78	3556,68	-3417,73	3762,55	3569,41	-3430,46	3721,87	3558,42	-3419,47
CETICO INF	3572,82	-3434,42	3784,44	3581,27	-3442,87				3643,83	3574,34	-3436,94	3576,45	-3437,50	3780,76	3587,62	-3448,67	3743,25	3579,79	-3440,87
AGUA CALIENTE	3653,43	-3515,03																	
RAYA	3905,50	-3766,81																	
CUSHABATAY	3939,50	-3800,81																	
SARAYAQUILLO	4223,50	-4082,38																	
TD	4429,00	-4279,70	3856,50	3653,80	-3515,80				3710,00	3641,30	-3502,90	3638,50	-3499,45	3841,00	3648,20	-3509,20	3810,00	3646,50	-3508,00

* Pozo 128XCD- ST n°4 : Topes del Registro Litológico

* Unidades en metros

* MD: Profundidad medida TVD: Profundidad Vertical SS: Profundidad nivel del mar

TABLA N° 1

POZO 123XC CHAMBIRA			
MB. CETICO INFERIOR			
Depth - (meter)	Vcl (%)	Phie (%)	Sw (%)
3572.0	1	0.0000	1
3572.5	0.9620	0.0000	1
3573.0	0.2660	0.0586	0.5509
3573.5	0.0658	0.0398	0.6746
3574.0	0.0747	0.1247	0.3240
3574.5	0.0894	0.1456	0.3186
3575.0	0.1146	0.0948	0.5218
3575.5	0.1095	0.1220	0.4718
3576.0	0.1317	0.1445	0.4412
3576.5	0.1115	0.1281	0.5295
3577.0	0.0953	0.1430	0.5300
3577.5	0.1092	0.1487	0.5695
3578.0	0.0866	0.1361	0.7222
3578.5	0.1055	0.1154	0.9510
3579.0	0.1108	0.1219	0.9982
3579.5	0.1409	0.1681	0.8205
3580.0	0.1798	0.1393	0.9596
3580.5	0.2119	0.1174	0.9995
3581.0	0.2143	0.0362	10.000
3581.5	0.1584	0.0572	0.9858
3582.0	0.0507	0.1469	0.4701
3582.5	0.0286	0.1713	0.2986
3583.0	0.0171	0.1860	0.2533
3583.5	0.0123	0.1686	0.2993
3584.0	0.0305	0.1520	0.4578
3584.5	0.0954	0.0917	0.9116
3585.0	0.1545	0.0488	1
3585.5	0.1564	0.0682	1
3586.0	0.2718	0.0861	1
3586.5	0.3300	0.0821	0.8736
3587.0	0.1175	0.1871	0.3979
3587.5	0.0847	0.2051	0.3323
3588.0	0.1322	0.1900	0.4217
3588.5	0.1953	0.1721	0.5098
3589.0	0.2862	0.1432	0.5924
3589.5	0.3253	0.1617	0.5297
3590.0	0.2833	0.1697	0.6013
3590.5	0.3825	0.1525	0.7829
3591.0	0.5397	0.1111	0.9491
3591.5	0.8900	0.0290	1
3592.0	1	0.0000	1
3592.5	0.8394	0.0862	0.8287
3593.0	0.0274	0.1453	0.9338
3593.5	0.0183	0.0944	1
3594.0	0.0560	0.1116	1
3594.5	0.0848	0.1483	1

TABLA N° 2

POZO 124XCD CHAMBIRA			
MB. CETICO INFERIOR			
Depth - (meter)	Vcl (%)	Phie (%)	Sw (%)
3782.0	0.2241	0.0993	0.9821
3782.5	0.5418	0.1122	0.8761
3783.0	0.8809	0.0081	1
3783.5	0.8240	0.0000	1
3784.0	0.6060	0.0000	1
3784.5	0.1680	0.0741	1
3785.0	0.0965	0.1446	0.9015
3785.5	0.2002	0.1491	0.8949
3786.0	0.0809	0.1425	0.8290
3786.5	0.0387	0.1929	0.6320
3787.0	0.0520	0.1817	0.6661
3787.5	0.0530	0.1724	0.7147
3788.0	0.0511	0.1642	0.8007
3788.5	0.0678	0.1727	0.8465
3789.0	0.0962	0.1578	0.9478
3789.5	0.1139	0.1234	1
3790.0	0.1848	0.0272	1
3790.5	0.4297	0.0000	1
3791.0	0.4019	0.0000	1
3791.5	0.4203	0.0000	1
3792.0	0.4285	0.0000	1
3792.5	0.4229	0.0000	1
3793.0	0.4065	0.0000	1
3793.5	0.4041	0.0000	1
3794.0	0.3073	0.0000	1
3794.5	0.5554	0.0000	1
3795.0	0.5615	0.0000	1
3795.5	0.3186	0.0000	1
3796.0	0.0724	0.1023	0.8882
3796.5	0.0531	0.1401	0.8372
3797.0	0.0587	0.1680	0.8063
3797.5	0.0468	0.1621	0.9113
3798.0	0.0462	0.1569	0.9943
3798.5	0.0955	0.1541	0.9859
3799.0	0.0757	0.1425	0.9823
3799.5	0.0574	0.1734	0.8352
3800.0	0.0370	0.1759	0.7500
3800.5	0.0611	0.1531	0.7941
3801.0	0.1413	0.0688	1
3801.5	0.1410	0.1266	1
3802.0	0.1399	0.1339	1
3802.5	0.3841	0.0000	1
3803.0	0.5575	0.0000	1
3803.5	0.3803	0.0000	1
3804.0	0.1457	0.1081	0.9527
3804.5	0.0239	0.1576	1
3805.0	0.0051	0.1959	1

TABLA N° 3

POZO 129DST CHAMBIRA			
MB. CETICO INFERIOR			
Depth - (meter)	Vcl (%)	Phie (%)	Sw (%)
3643.0	0.4633	0.0000	1
3643.5	0.3706	0.0000	1
3644.0	0.1580	0.0996	0.7452
3644.5	0.0836	0.1651	0.4435
3645.0	0.0802	0.1948	0.5185
3645.5	0.0902	0.1780	0.6336
3646.0	0.0905	0.1747	0.7404
3646.5	0.0924	0.1487	0.8874
3647.0	0.1458	0.1188	1
3647.5	0.1562	0.0972	1
3648.0	0.1042	0.1052	1
3648.5	0.0502	0.1609	1
3649.0	0.1000	0.1285	1
3649.5	0.2064	0.1696	1
3650.0	0.4318	0.0000	1
3650.5	0.4351	0.0000	1
3651.0	0.5141	0.0000	1
3651.5	0.2569	0.2360	1
3652.0	0.0973	0.1205	1
3652.5	0.1051	0.0716	1
3653.0	0.1659	0.0744	1
3653.5	0.1266	0.1139	0.9439
3654.0	0.0762	0.1183	0.9998
3654.5	0.3356	0.0273	1
3655.0	0.3427	0.0000	1
3655.5	0.3209	0.0000	1
3656.0	0.3533	0.0000	1
3656.5	0.1837	0.1681	0.5899
3657.0	0.1203	0.1822	0.7546
3657.5	0.0710	0.1981	0.8397
3658.0	0.0806	0.2048	0.8747
3658.5	0.0925	0.1982	0.8918
3659.0	0.1075	0.1910	0.7999
3659.5	0.0886	0.1664	0.8036
3660.0	0.0240	0.1254	0.8496
3660.5	0.0031	0.1434	0.8564
3661.0	0.0108	0.1499	1
3661.5	0.0283	0.1475	1
3662.0	0.0195	0.1551	0.8676
3662.5	0.0175	0.1210	1
3663.0	0.0446	0.0730	1
3663.5	0.0541	0.1106	1
3664.0	0.0389	0.1762	1
3664.5	0.0274	0.2136	1
3665.0	0.0251	0.2181	1

TABLA N° 4

POZO 157 CHAMBIRA			
MB. CETICO INFERIOR			
Depth -	Vcl	Phie	Sw
(meter)	(%)	(%)	(%)
3575.1	0.2599	0.0000	1
3575.6	0.2111	0.0000	1
3576.1	0.1972	0.0000	1
3576.6	0.1066	0.1151	0.9073
3577.1	0.0453	0.1908	0.7222
3577.6	0.0696	0.1746	0.7041
3578.1	0.0990	0.1575	0.5648
3578.6	0.0706	0.1690	0.4717
3579.1	0.0853	0.1733	0.4699
3579.6	0.1064	0.1628	0.5399
3580.1	0.1153	0.0636	1
3580.6	0.1222	0.0555	1
3581.1	0.2252	0.0000	1
3581.6	0.3545	0.0000	1
3582.1	0.4535	0.0000	1
3582.6	0.3821	0.0000	1
3583.1	0.3454	0.0000	1
3583.6	0.2408	0.0000	1
3584.1	0.2062	0.1171	0.7140
3584.6	0.1146	0.1507	0.4991
3585.1	0.1357	0.1387	0.4476
3585.6	0.0318	0.1868	0.3383
3586.1	0.0780	0.1908	0.3644
3586.6	0.1439	0.1869	0.4056
3587.1	0.1461	0.1870	0.4154
3587.6	0.1407	0.1918	0.4281
3588.1	0.1346	0.1990	0.4439
3588.6	0.1426	0.1958	0.5039
3589.1	0.1403	0.1861	0.8322
3589.6	0.1024	0.1093	1
3590.1	0.1387	0.1239	1
3590.6	0.1366	0.1513	1
3591.1	0.1212	0.1870	1
3591.6	0.0961	0.1989	1
3592.1	0.1123	0.1965	1
3592.6	0.0765	0.0929	1
3593.1	0.0621	0.1368	1
3593.6	0.1011	0.1693	1
3594.1	0.2493	0.0000	1
3594.6	0.2099	0.0000	1

TABLA N°5

POZO 158D CHAMBIÑA

MB. CETICO INFERIOR

Depth - (meter)	Vcl (%)	Phie (%)	Sw (%)
3779.0	0.9250	0.0000	1,00
3779.5	1	0.0000	1,00
3780.0	0.3854	0.0000	1,00
3780.5	0.2762	0.0000	1,00
3781.0	0.1304	0.0000	0.9094
3781.5	0.0676	0.1608	0.3636
3782.0	0.1259	0.0000	1,00
3782.5	0.2485	0.0000	1,00
3783.0	0.2338	0.0000	0.9315
3783.5	0.1860	0.1406	0.7121
3784.0	0.1702	0.1562	0.7414
3784.5	0.1484	0.1598	0.8694
3785.0	0.1259	0.1569	0.9990
3785.5	0.0634	0.1495	1,00
3786.0	0.0785	0.1489	1,00
3786.5	0.0804	0.1568	1,00
3787.0	0.0905	0.1287	1,00
3787.5	0.0702	0.1298	1,00
3788.0	0.0658	0.1225	0.7547
3788.5	0.0842	0.0000	1,00
3789.0	0.1032	0.0000	1,00
3789.5	0.1258	0.0000	1,00
3790.0	0.1408	0.0000	1,00
3790.5	0.1765	0.0000	1,00
3791.0	0.1272	0.0595	0.6535
3791.5	0.1153	0.1362	0.7991
3792.0	0.1259	0.0916	1,00
3792.5	0.1706	0.0655	1,00
3793.0	0.2141	0.1053	0.7770
3793.5	0.1806	0.2097	0.9106
3794.0	0.0270	0.1869	1,00
3794.5	0.0282	0.1910	1,00
3795.0	0.0886	0.1787	1,00
3795.5	0.1189	0.1831	1,00
3796.0	0.0644	0.1876	1,00
3796.5	0.0440	0.1916	1,00
3797.0	0.0374	0.1747	1,00
3797.5	0.0482	0.1718	1,00
3798.0	0.0300	0.1915	1,00
3798.5	0.0308	0.1891	1,00
3799.0	0.0425	0.1757	1,00
3799.5	0.0950	0.1849	1,00
3800.0	0.1738	0.0975	0.9659

TABLA N° 6

POZO 161D CHAMBIRA			
MB. CETICO INFERIOR			
Depth -	Vcl	Phie	Sw
(meter)	(%)	(%)	(%)
3741.0	0.7973	0.0000	1,00
3741.5	0.7645	0.0000	1,00
3742.0	0.5873	0.0000	1,00
3742.5	0.4327	0.0000	1,00
3743.0	0.0923	0.0659	0.7097
3743.5	0.0363	0.2502	0.1383
3744.0	0.2089	0.0792	0.5385
3744.5	0.1669	0.0000	1,00
3745.0	0.0729	0.1935	0.6247
3745.5	0.1032	0.1747	0.8038
3746.0	0.1588	0.2038	0.6836
3746.5	0.3273	0.3101	0.4042
3747.0	0.3542	0.2044	0.5588
3747.5	0.3484	0.0000	1,00
3748.0	0.2532	0.0000	1,00
3748.5	0.3766	0.0000	1,00
3749.0	0.4034	0.0000	1,00
3749.5	0.2342	0.0000	1,00
3750.0	0.0203	0.1876	1,00
3750.5	0.0860	0.2018	1,00
3751.0	0.0311	0.1516	1,00
3751.5	0.0507	0.1455	1,00
3752.0	0.4886	0.0000	1,00

TABLA N° 7

YACIMIENTO CHAMBIRA					
MB. CETICO INFERIOR					
PARAMETROS PETROFISICOS PRO MEDIOS					
POZO	ARENA	INTERVALO	Phie	Sw	Vsh
		(metros)	(%)	(%)	(%)
123XC	A	3572,9-3580,3	0,15	0,35	0,10
	B	3581,1-3584,7	0,178	0,33	0,03
	C	3586,6-3591,5	0,197	0,39	0,13
	Prom.		0,175	0,35	
124XCD	A	3784,4-3790,6	0,172	0,78	0,05
	B	3793,7-3794,7	0	0	0,00
	C	3795,7-3802,5	0,17	0,8	0,06
	Prom.		0,17	0,79	
129DST	A	3643,8-3649,3	0,177	0,6	0,10
	B	3651,5-3654,6	0,137	0,95	0,12
	C	3656,3-3664,1	0,2	0,8	0,13
	Prom.		0,171	0,78	
157	A	3576,5-3581,7	0,17	0,44	0,08
	B	3582,9-3584,4	0,15	0,71	0,20
	C	3587,1-3594,5	0,19	0,38	0,14
	Prom.		0,18	0,41	
158D	A	3780,7-3788,6	0,17	0,95	0,14
	B	3790,8-3793,0	0,12	1	0,12
	C	3793,6-3801,0	0,19	1	0,06
	Prom.		0,16	1	
161D	A	3743,2-3746,3	0,188	0,75	0,09
	B	3747,7-3748,7	0	0	0,00
	C	3749,6-3756,3	0,18	1	0,05
	Prom.		0,184	0,87	

TABLA N° 8

YACIMIENTO CHAMBIRA						
MB. CETICO INFERIOR						
ESPEORES (metros)						
POZO	GROSS	NET PERMEAB				NET PAY
		ARENA				
		A	B	C	Total	
123X	18,58	6,5	3,5	4,5	14,5	14,5
124XCD	18,13	5	0	5,5	10,5	3
129DST	20,36	5	1,5	6,5	13	5
157	18	5	1,5	7,5	14	8
158D	20,33	6	2	7	15	1,5
161D	13,13	2	0	5	7	2

TABLA N° 9

YACIMIENTO CHAMBIRA

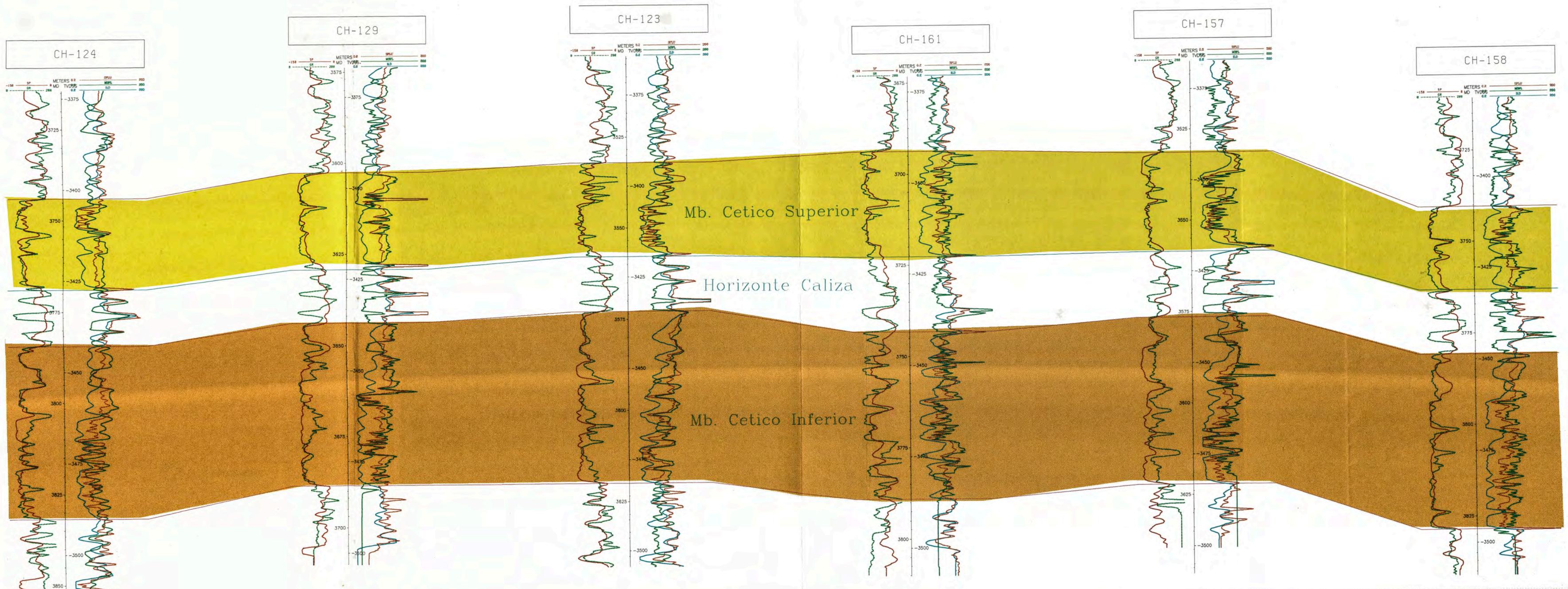
BUZAMIENTO ESTRATIGRÁFICO						
FM. CHONTA: MB. CETICO INFERIOR						
POZOS	DIRECCION DE CORRIENTES			RUMBO DE BARRA		
	ARENA			ARENA		
	A	B	C	A	B	C
123XC	S 70° W	S 20° W	S 30° W	N - W	N - W	E - W
129DST	S 10°-60° W	S 0°-20° W	S 60°-80° E	N - W	N - W	E - W
157	S 10°-30° W		N 20°-40° E	N - W		E - W
158D		S 30°-60° W	S 30°-60° W		N - W	E - W
161D			N 50°-70° E			E - W

TABLA Nº 10

YACIMIENTO CHAMBIRA							
ESTIMADO DE RESERVAS: CETICO INFERIOR							
ZONA	AREA (acre)	h	Vol	Por	Sw	Boi	N
A0	1798,0	6,56	9707,0	17%	50%	1,107	5782356
A2	1161,5	6,56	6540,1	17%	50%	1,107	3895862
A4	832,5	6,56	4699,3	17%	35%	1,107	3639123
A6	600,3	6,56	3490,7	17%	35%	1,107	2703185
A8	464,0	6,56	2654,5	17%	35%	1,107	2055648
A10	345,3	6,56	1928,5	17%	35%	1,107	1493395
A12	242,6	6,56	1221,6	17%	35%	1,107	945967
A14	129,8	6,56	627,9	17%	35%	1,107	486277
A16	61,6	6,56	273,6	17%	35%	1,107	211879
A18	21,8	6,56	71,4	17%	35%	1,107	55301
A TOTAL	5657,3		31214,5	17%	35%	1,107	21268995
RECUPERABLES (30%)							6380698
ACUM. ACTUAL							1707612
POR RECUPERAR							4673086

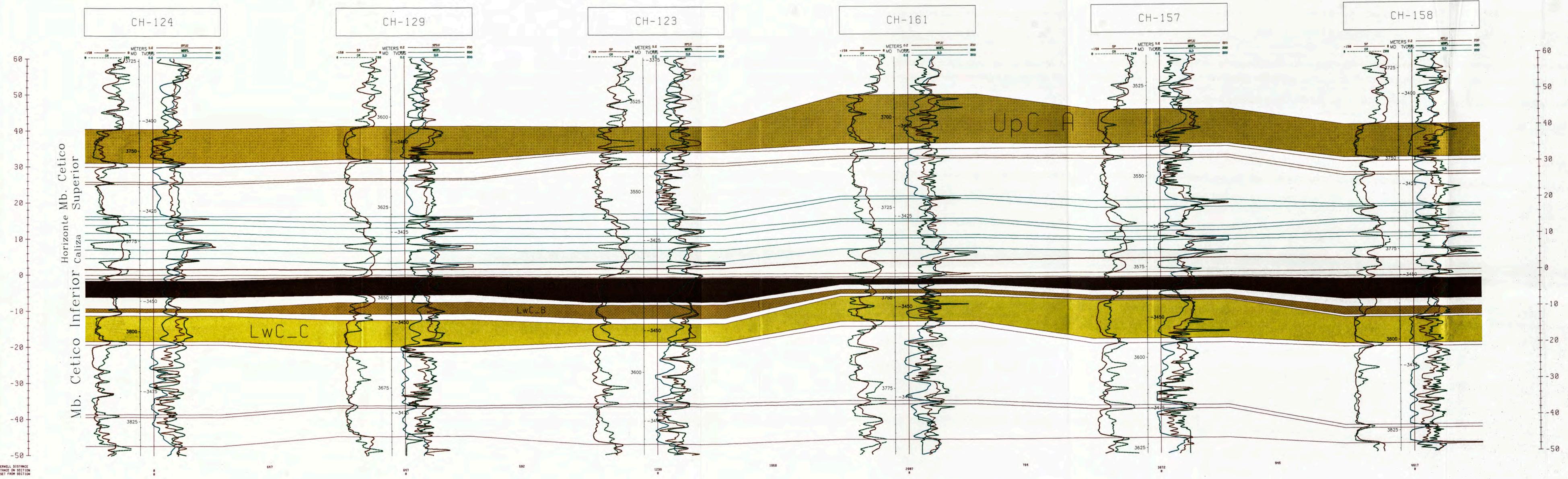
TABLA Nº11

PLANO 02



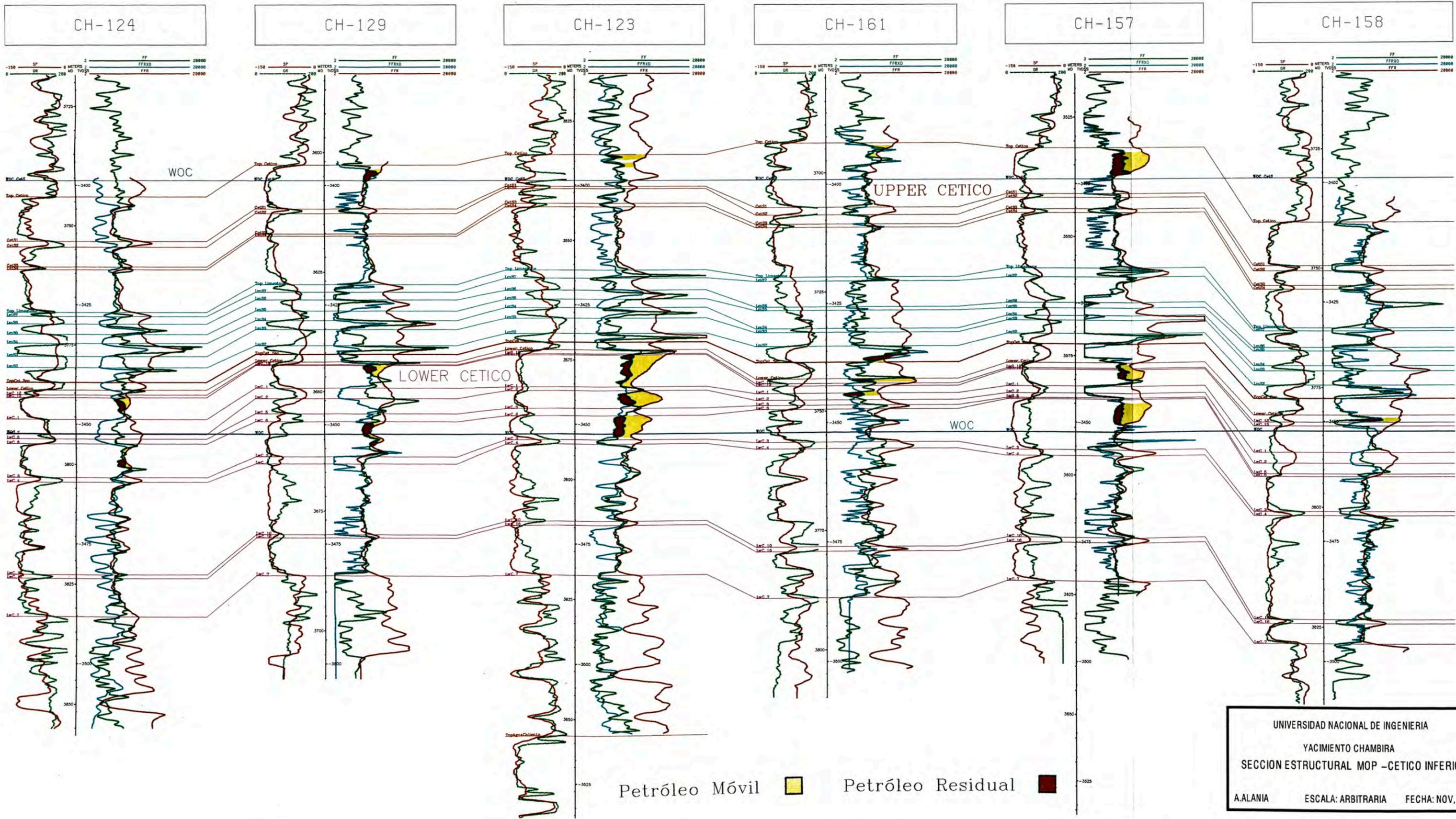
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA		
CUENCA MARANON		
YACIMIENTO CHAMBIRA		
Depth Scale: 1 : 200	Depth Units: Metros	Depth Type: TVOSS
Interpreter: ACALANIA	Date: NOV, 1999	
SECCION ESTRUCTURAL - CETICO INF.		

PLANO 03



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA	
CUENCA MARANON	
YACIMIENTO CHAMBIRA	
1:200	FIXED
METERS	
A. ALANIA	NOV, 1999
SECCION ESTRATIGRAFICA - CETICO INFERIOR	

PLANO 04



Mb. Cetico Superior
 Horizonte Caliza
 Mb. Cetico Inferior

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 YACIMIENTO CHAMBIRA
 SECCION ESTRUCTURAL MOP - CETICO INFERIOR
 A.ALANIA ESCALA: ARBITRARIA FECHA: NOV, 1999

Petr6leo M6vil
 Petr6leo Residual