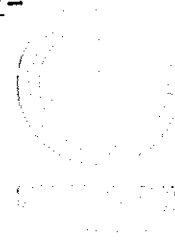


Fotocopiado
Marzo '68
LUP

ESTUDIO DE EVALUACION GEOLOGICA DE UNA ARENA DE
LA PARTE OESTE DEL CAMPO MAGALLANES.

TESIS

APROBADA POR EL DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE
GEOLOGIA MINAS Y PETROLEOS DE LA ESCUELA SUPE-
RIOR POLITECNICA DEL LITORAL.



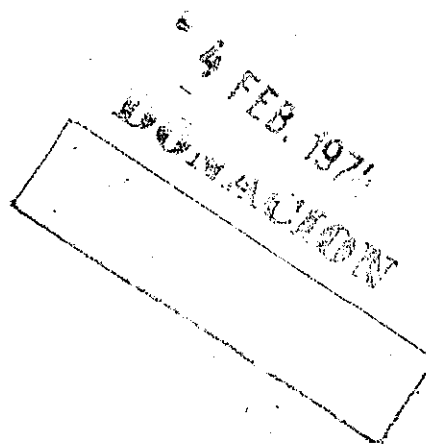
Firma del Autor

Certificado

FERNANDO L. REPETTO

ING. GEOLOGO

APROBADO





BIBLIOTECA

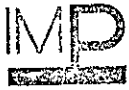
LA PROPIEDAD INTELECTUAL DE ESTA TESIS CORRESPONDE A LA ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL.

La responsabilidad por los hechos, ideas, doctrinas, expuestas en esta Tesis, corresponde exclusivamente al Autor.

(Art. texto del Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL).

Miguel Graetzer D.

Guayaquil, Noviembre de 1.973



INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO

AV. CIEN METROS NO. 152 • APDO. POSTAL 14-805 • MEXICO 14, D.F.
TELEX 017-73-116 • DIRECCION CABLEGRAFICA "IMEPET"

16 de mayo de 1973

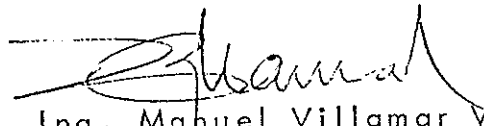
A QUIEN CORRESPONDA:

Se hace constar que el Sr. MIGUEL GRAETZER DELGADO, egresado de la Escuela Superior Politécnica del Litoral de Guayaquil, Ecuador, realizó prácticas profesionales en el Departamento de Evaluación de Formaciones de este Instituto. Trabajó en análisis de arcillas por difracción de Rayos X durante los meses de Mayo a Septiembre de 1972 y en evaluación de formaciones durante los meses de Enero a Mayo de 1973.

Durante este tiempo desarrolló el estudio de evaluación geológica de la arena F - 1 localizada en la parte Oeste del Campo Magallanes. En este trabajo siguió las técnicas utilizadas en el departamento antes mencionado.

Se extiende la presente para los fines que el interesado juzgue convenientes.

A t e n t a m e n t e ,


Ing. Manuel Villamar V.
Jefe del Departamento de Evaluación
de Formaciones
Subdirección de Tec. de Explotación

* r m

ESTUDIO DE EVALUACION GEOLOGICA DE UNA ARENA DE
LA PARTE OESTE DEL CAMPO MAGALLANES.

Por

MIGUEL GRAETZER DELGADO

DIRECTOR DE TESIS

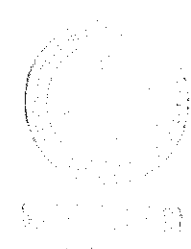
FERNANDO L. REPETTO

ING. GEOLOGO

TESIS

SOMETIDA COMO REQUERIMIENTO PARCIAL PARA OPTAR
EL TITULO DE INGENIERO GEOLOGO EN LA ESCUELA
SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL.

ESTUDIO DE EVALUACION GEOLOGICA DE UNA ARENA DE
LA PARTE OESTE DEL CAMPO MAGALLANES.

- I.- RESUMEN
 - II.- REVISION DE LITERATURA
 - III.- INTRODUCCION
 - IV.- DESARROLLO DEL TRABAJO
 - IV-1.-SECCIONES TRANSVERSALES DE CORRELACION
 - IV-2.-CONFIGURACION DE PLANOS
 - IV-2.1.- PLANO DE CIMAS
 - IV-2.2.- PLANO DE ISOLITOLOGIA
 - IV-2.3.- PLANO DE ISOPACAS NETAS POROSAS
 - IV-2.4.- PLANO DE LITOFACIES
 - IV-2.5.- PLANO DE FORMAS DE CURVAS DE POTENCIAL
ESPONTANEO (SP)
 - IV-3.1.1.- DETERMINACION DE LA SATURACION DE AGUA
 - IV-3.1.2.- DETERMINACION DE LA POROSIDAD
 - IV-4 DETERMINACION DE LA PERMEABILIDAD
 - IV-5 DETERMINACION DE LOS INDICES DE HIDRO-
CARBUROS
 - IV-6 DETERMINACION DE LA DISTRIBUCION DE F-
FLUIDOS Y LIMITES DE LOS YACIMIENTOS
 - IV-7 CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDRO-
CARBUROS
- 

IV-8	DETERMINACION PETROGRAFICAS
V.-	DISCUSION DE RESULTADOS
VI.-	CONCLUSIONES
VI-1.-	FACTORES GEOLOGICOS
VI-2.-	TIPOS DE TRAMPA
VI-3.-	ROCA ALMACENANTE
VI-4.-	FALLAS
VI-5.-	PROFUNDIDAD MEDIA DE LOS YACIMIENTOS
VI-6.-	POROSIDAD Y SATURACION DE AGUA
VI-7.-	PERMEABILIDAD
VI-8.-	VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS
VII.-	RECOMENDACIONES
VIII.-	BIBLIOGRAFIA
IX.-	APENDICES:

GRAFICOS: 1, 2, 3,7.

FIGURAS : 1, 2, 3, Y 4

A, B, C, D, E, F, G,

H, I, J, K.

TABLAS : 1 Y 2

ESTUDIO DE EVALUACION GEOLOGICA DE UNA ARENA DE LA
PARTE OESTE DEL CAMPO MAGALLANES

I. RESUMEN

El Campo Magallanes ubicado en la Cuenca Talina del Istmo, zona sur, México, es objeto de prolongados estudios por parte del Instituto Mexicano del Petróleo y Petróleos Mexicanos. Para su mejor estudio y debido a diferencias estructurales, el campo fué dividido en dos zonas: este y oeste.

El presente trabajo es un estudio de evaluación geológica efectuada a una arena denominada F-1 perteneciente a la formación Encanto del Eoceno inferior de México, constituida por una secuencia de arenas y lutitas, que pertenece a la columna estratigráfica del Campo Magallanes parte oeste.

El trabajo se realizó en el "Departamento de Evaluación de Formaciones" del Instituto Mexicano

del Petróleo, a partir de la información confidencial proporcionada por Petróleos Mexicanos.

Las principales fuentes de información fueron los registros geofísicos eléctricos: "Registros Eléctricos Convencionales" y "Microregistro".

Desarrollo

La secuencia de trabajo desarrollada consiste en la elaboración de secciones transversales; la configuración de planos; la determinación de porosidad y saturación de agua; la determinación de permeabilidad; la determinación de índices de hidrocarburos; la determinación de la distribución de fluidos; la limitación del yacimiento; el cálculo del volumen original de hidrocarburos y determinaciones petrográficas en muestras de la Formación Encanto, obtenidas de pozos vecinos al campo.

Con el análisis de estos trabajos llegamos a conclusiones, como la determinación de factores geológicos, tipo de trampa, roca almacenante, fallas, profundidad media del yacimiento, variaciones en la poro-

sidad, saturación de agua, permeabilidad, volumen original de hidrocarburos y medios ambientes de deposición.

Este modelo de trabajo, que con variaciones, cumple el Departamento de Evaluación de Formaciones del Instituto Mexicano del Petróleo, podría ser aplicado para trabajos a realizarse en el Ecuador en un futuro muy cercano, por cuanto la importancia de nuestros recursos de Petróleo constituyen una de las riquezas mas valiosas que habren gigantescos campos a la investigación.

Este tipo de trabajo de evaluación geológica nos dá una amplia visión de causas y efecto , proporcionándonos información valiosa de los medios ambientes, la petrografía, la estratigrafía, el volumen de hidrocarburos, los medios ambientes de deposición, etc., los cuales son utilizados durante todo el desarrollo del campo y para un futuro trabajo de recuperación secundaria en el caso presente.

II. REVISION DE LITERATURA

Para la elaboración de la evaluación geológica del Campo Magallanes fue necesario consultar una amplia bibliografía de la cual en el presente capítulo trataremos.

- (+1) Saitta, B.S. y Visher, G.S.- Subsurface study of the Southern portion of the Bluejacket delta.
- (+7) Visher, G.S., Saitta, B.S. y Phares, R.S.- Pennsylvania Delta Patterns and Petroleum Occurrences in Eastern Oklahoma.
- (+12) Visher, G.S.- How to distinguish barrier bar and channel sands.
- (+13) Visher, G.S.- Use of vertical profile in environmental reconstruction.
- (+14) Visher, G.S.- Fluvial processes as interpreted from ancient and recent fluvial deposits.

Visher trata en las publicaciones anteriormente enumeradas, el estudio de patrones de Sedimentación

Deltaica durante trabajos realizados. Principalmente presenta y analiza un nuevo método de interpretación de medios ambientes utilizando la curva de Potencial Espontáneo.

La secuencia del trabajo que el autor utiliza en sus publicaciones y en particular su método de determinación de ambientes de depositación, principalmente en ambientes de sedimentación deltaica, a partir del Potencial Espontáneo (SP), son base fundamental de la determinación del ambiente deltaico de la arena F-1 del Campo Magallanes.

(+2) Pérez, J.D.M.- "Estudio Geológico del Campo Magallanes".

El ingeniero Pérez realizó un trabajo de geología general del Campo Magallanes en el cual presenta una serie de interpretaciones estructurales y estratigráficas del área. Dicho trabajo constituyó la base de la cual parte el estudio a detalle de evaluación geológica del Campo, es decir fue el estudio preliminar que determinó la necesidad del presente traba-

jo. Este trabajo fue realizado en el Departamento de Evaluación de Formación del Instituto Mexicano del Petróleo.

(+3) La información de campo proporcionada por Petróleos Mexicanos estuvo constituida por los Registros Eléctricos Convencionales, Microregistros de todos los pozos, algunos registros radioactivos, y tarjetas conteniendo la historia de cada pozo. Desde luego, la poca información existente tuvo que ser utilizada ampliamente.

(+4) Benavides, L.G.-GEOLOGIA PETROLERA DE MEXICO.

El presente libro es un estudio completo de la Geología Petrolera de México, en particular estudia la geología de "La Cuenca Salina del Istmo", lugar donde se encuentra ubicado el Campo Magallanes, que presenta problemas especiales de geología estructural y paleogeografía explicados ampliamente por el autor y utilizados en el presente trabajo en el capi-

tulo correspondiente a "factores geológicos".

(+5) Claudet, A.P.- Nuevo Método de correlación por valores de resistibilidad de los registros eléctricos.

El método de Claudet expuesto en el trabajo presentado en el boletín V.34 No.10 de la AAPG, analiza una serie de trabajos por las cuales concluye que se puede realizar una correlación geológica a partir de los valores de resistividad de las lutitas de los registros eléctricos. Para resolver las dificultades en la correlación geológica de las secciones transversales y con el fin de obtener resultados mas confiables, utilizamos el método convencional de correlación combinado con el método de Claudet, que consiste en determinar la resistividad de las lutitas (R_{sh}) y por analogía de valores realizar dichas correlaciones.

(+8) Bates, C.C.- Teoría de la Formación del Delta.

(+9) Busch, D.A.- Reconstrucción de Paleodrenajes.

(+10) Carrigy, M.A.- Sedimentación Deltaica en las Arenas con Brea en Athabasca.

(+11) Potter, P.E.- Cuerpos Arenosos y Ambientes Sedimentarios.

La teoría de la formación de deltas, la sedimentación deltaica, los métodos de reconstrucción de paleodrenajes y la forma de los cuerpos arenosos fueron tratados en estas publicaciones aplicados a trabajos prácticos realizados.

Ante la presencia inminente de que el Terciario del Campo Magallanes fue depositado en un ambiente deltaico, consultamos a los antedichos autores a fin de aclarar conceptos en el origen, crecimiento y forma de los deltas.

(+15) Schlumberger - Sureco, S.A.- Para la

interpretación de perfiles (1966)
y Log Interpretation Charts (1969)

(+20) Schlumberger.- Log Interpretation
Principles.

Las muy conocidas cartas de Schlumberger con-
tienen principios geográficos de interpretación que
resumen un sin número de trabajos y ecuaciones rea-
lizados.

Los principios de interpretación de regis-
tros y sus gráficas de interpretación fueron utili-
zadas para determinar la saturación de agua, la po-
rosidad y la permeabilidad.

(+16) Guerrero, E.T.- Prácticas de Reservo-
rios de Ingeniería.

Es un libro-manual que resume las técnicas
que se utilizan en la práctica del cálculo de reser-
va del petróleo.

(+17) Barbosa, R.H.- Interpretación Cuantitativa de Registros Eléctricos en Arenas Arcillosas.

El ingeniero Barbosa realizó una interesante tesis en que estudió los registros eléctricos y sus relaciones con las formaciones de arenas arcillosas.

(+18) Doll, H.G.- El Spin de las arenas arcillosas.

(+19) Poupo, A., Loy, M.E., Tixier, M.P.- Una Contribución a la Interpretación de los Registros Eléctricos en Arenas Arcillosas.

Presentan en este trabajo una serie de desarrollos o ecuación matemática del compartimiento de una arena arcillosa frente a la acción de los registros eléctricos.

Los autores mencionados en los numerales (+16, 17, 18 y 19) fueron consultados a fin de determinar las bases matemáticas que rigen la interpretación de registros geofísicos de explotación. Las ecuaciones obtenidas para determinar la Saturación de Agua, el Factor de Formación, la Porosidad y la Permeabilidad, son parte integrante de este trabajo.

III INTRODUCCION

El Campo Magallanes se encuentra situado a 57 Km. de Coatzacoalcos, Ver., con un rumbo de N.87° E.

La estructura fue determinada en profundidad por métodos geofísicos, utilizando Sismología de Reflexión durante los años comprendidos de 1955 a 1957, lo que determinó la perforación de dos pozos: el 1.- el Magallanes 2, (que resultó seco), y el 2º a 2 Km. del anterior con rumbo S 29°30', que resultó el descubridor del reservorio, al obtener producción comercial de las arenas de la Formación Encanto pertenecientes al Mioceno Inferior, dando una producción de 66 m3/día con una Rata Gas-Aceite (RGA) de 47 m3/m3 de un aceite de densidad media de 0.868/cm3 (+2).

El desarrollo del campo se efectuó en forma

acelerada, abarcando los años de 1957 - 1968, inclusive y tiene en la actualidad un total de 506 pozos, de los cuales 65 son no productivos, de los 441 restantes 273 fueron cerrados, hasta 1968, ya sea por baja recuperación (no económica), por invasión de aguas o bien esperando reparación.

Los restantes son productores (+2)

El esparcimiento de los pozos fue fijado cada 200 metros con un patrón triangular.

La producción disminuyó considerablemente a partir de 1968, y como la evaluación del campo dió valores muy por encima de los valores totales de producción calculados por Petróleos Mexicanos y El Instituto Mexicano del Petróleo, éste último emprendió nuevamente los estudios geológicos pertinentes, con fines de futura aplicación de métodos de recuperación secundaria.

Los estudios de Evaluación de Formaciones ,

en campos como el del presente trabajo implican el estudio de la geología general del area, que incluye aspectos estructurales y estratigráficos, además de un conocimiento de las propiedades físicas de la roca reservorio y volumen original de hidrocarburos.

Con esta finalidad se recurre a diferentes medios para obtener la información pertinente.

El presente trabajo intenta ser un estudio de geología de Evaluación de la parte Oeste del Campo Magallanes, limitado a la Arena F-1, con fines a una futura aplicación de métodos de recuperación secundaria.

Por lo tanto, limitaré el estudio a determinar la geología general, tanto estructural como estratigráfica, determinación de la roca reservorio, límites de los yacimientos, saturación de aguas, índice de hidrocarburos, porosidad, permeabilidad y volumen del yacimiento.

Las correlaciones geológicas en muchos campos petroleros constituidas por secuencias de arenas y lutitas como las que existen en la Zona Sur de México, presentan muchos problemas debido a las características geológicas propias de su origen y además en el presente trabajo debido a la escasa información disponible, que se reduce a registros eléctricos convencionales, algunos radioactivos y pocos datos litológicos, se acresentaron estos problemas.

Para efectuar correlaciones confiables en este tipo de sedimentos, es necesario recurrir a una serie de trabajos sistemáticos que serán expuestos dentro del "desarrollo del trabajo".

IV DESARROLLO DEL TRABAJO

Para la elaboración del presente estudio se realizaron los siguientes trabajos:

IV. 1) Secciones Transversales de Correlación.

Se prepararon y correlacionaron 12 secciones transversales que cubren toda el área del campo. En este trabajo se reproducen las figuras 2, 3 y 4, únicamente tres de ellas (Fig. K).

Estas secciones fueron construidas utilizando el registro eléctrico convencional de cada pozo. La correlación se efectuó combinando el método tradicional de comparación de formas de curvas de SP y de resistividad con

el método de claudet (+5), que se basa en los valores de resistividad de las lutitas.

De este estudio geológico de la porción Occidental del Campo Magallanes, se identificaron todas las arenas comprendidas en la Formación Encanto.

La Formación Encanto se subdividió en forma arbitraria en cuatro miembros, basándose en las variaciones verticales de la litología, (arenas y lutitas), teniendo como límite inferior el tope de un estrato grueso de lutitas, a los cuales se les denominó: F, G, H e I.

La arena objeto de este estudio queda comprendida en la parte superior del Miembro F y se la denominó F-1.

Como vía de comprobación de la correlación

efectuada se realizó una interpretación cualitativa del tipo de fluidos contenidos en las arenas almacenadas y observar la posición estructural de los fluidos, además en un plano de localización de los pozos se definió la posición y la cantidad de las trazas de las fallas F-1, F-2 y F-3 resultantes de la interpretación estructural (Fig. K).

IV 2)1.- Plano de Cimas de la Arena F-1 (Fig.A)

La información para la preparación de este plano, fue obtenida de los registros geofísicos (eléctrico-convencional), una vez efectuada la correlación.

La configuración del plano se efectuó por interpolación normal, esto es dividiendo en "N" partes proporcionales un segmento de recta que se apoya en dos puntos (pozos), toman



do como valor de cada extremo de la recta los valores calculados de cima de cada pozo, y uniendo en una curva de nivel cada uno de los puntos de igual profundidad de la cima de la arena que en este caso se hizo con intervalos de 25 m.

Este plano define la geometría de la trampa, así como la extensión superficial del tope de la roca reservorio.

Los datos necesarios para la preparación de este plano se presentan en la tabla No.1.

IV. 2) 2.- Plano de Isolitología de la Arena F-1 (Fig.B)

Una vez efectuada la correlación, utilizando la curva SP (Potencial Espontáneo) se definieron cualitativamente las diferentes litologías, determinando en esta forma los espesores correspondientes de las arenas y

lutitas.

Estos valores se determinaron leyendo en el registro los intervalos porosos a partir del contacto de la base de la arena hacia la cima, eliminando todos los tramos compactos - que se presentaron.

La distribución horizontal de los valores de espesores de la Arena F-1, se presentan graficados en la figura B, y los valores calculados fueron tabulados en la tabla No.1.

IV (2) 3.- Plano de Isopacas Netas Impregnadas de Aceite de la Arena F-1.

(Fig.C)

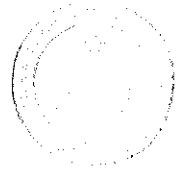
Fundamentalmente se utilizó el micro-registro y el registro convencional para definir los intervalos porosos-permeables, además cuali-

tativamente y cuantitativamente se definió si contenían hidrocarburos utilizando los registros eléctricos convencionales en los altos valores de resistividad. Con esta información se limitaron dos áreas impregnadas de aceite, las cuales están comprendidas entre los bloques que originan las fallas (F.1-F.2) y (F.2-F.3) y el contacto agua-aceite.

El contacto agua-aceite resultó ser un contacto "de lado" y fué determinado mediante un análisis de los registros de pozos, los cuales presentan cambios marcados en las resistividades.

Con esta información se configuró el plano de isopacas netas impregnadas de aceite con un intervalo de diez metros entre las curvas isopacas, plano que se presenta en la Fig.C. Dichos valores fueron tabulados en la tabla No.1.

IV 2) 4.- Plano de Litofacies de la
Arena - P-1 (Fig. I)



La relación del espesor de un tipo de roca a otro (como la relación Arena-Lutita) proporciona un medio efectivo para desplegar las interrelaciones existentes entre dos componentes litológicos con un solo conjunto de curvas de nivel. A partir de los registros eléctricos se calcularon los valores, en porcentajes de la relación arena-lutita comprendido entre la cima y la base del cuerpo equivalente a la Arena P-1. Este procedimiento establecido por Krumbein, W.C. y Sloss J. L. (#6) nos permitió configurar los valores obtenidos en la plano de Litofacies que se presenta en la Figma I. El valor numérico de la relación Espesor Arena/Espesor Lutita, puede variar de Cero (0) a infinito (∞). Un valor de 1 (uno) representa un espesor de lutita; igual al espesor de Arena. La relación es Cero (0) si el espe-

sor de la arena es nulo, y si el espesor de la lutita es nulo, la relación es infinito. (∞).

Cabe añadir que estos planos pueden ser contruidos parados o más componentes litológicos.

IV.2) 5.- Plano de Formas de las Curvas de
Potencial Espontáneo de la
Arena F-1.

Este método, para definir medios ambientes , utiliza exclusivamente la forma de la curva de Potencial Espontáneo (SP). Saitta, B.S., y Visher, G.S. (+1), establecieron mediante el estudio de patrones sedimentarios recientes y antiguos, que cada medio ambiente en particular tiene un perfil sedimentario propio, el cual da como resultado una forma ca-

racterística en la curva del Potencial Espontáneo.

De un estudio detallado efectuado en un área de 20.000 km² aproximadamente (+1), que incluyó la revisión de miles de registros geofísicos de pozos, así como de análisis de muestras litológicas de núcleos y de afloramientos, establecieron un conjunto de formas tipo de las curvas de Potencial Espontáneo (SP), Fig.1, que ellos proponen pueden ser usados para definir medios ambientes de depositación en otras áreas.

Como puede verse, cada medio ambiente define una curva SP característica, cuyos rasgos distintivos más importantes son los siguientes:

En las cimas y las bases de un cuerpo, la curva de Potencial Espontáneo (SP) puede indicar cambios bruscos y graduales (lisos o a-

serrados) y en la parte media la curva puede ser lisa o aserrada.

Estas variaciones en la curva de Potencial Espontáneo (SP) son originadas por cambios en litología de los sedimentos, los cuales dependen del medio ambiente de depositación.

Los patrones establecidos pueden utilizarse para definir la variación vertical de los medios ambientes en un pozo por simple comparación de la curva de Potencial Espontáneo del registro con los modelos predeterminados .

De acuerdo con Visher, en un plano de localización de los pozos se trazaron las partes de las curvas de Potencial Espontáneo y de resistividad que corresponden al intervalo de la Arena F-1 (Fig.J).

Se definieron diferentes zonas por semejan-

za en la forma de las curvas de Potencial Espontáneo (SP) dibujadas, comparando con los patrones de la Fig. No.1.

En la Fig. J se presenta el plano de formas de las curvas SP para la Arena F-1.

Iv 3) Determinación de la Porosidad y Saturación de Agua en la Arena F-1.

3.1) 1. Determinación de la Saturación de Agua (SW) en la Arena F-1

Para la determinación de la saturación de agua en formaciones limpias o arcillosas, utilizamos el gráfico D-4 (+15). Este gráfico resuelve la ecuación de Doll H.G., (+16) (+17) y (+18)

$$PSP = -K \log \frac{Rxo}{Rt} - 2\alpha K \log \frac{Sxo}{Sw} \quad (1)$$

Esta ecuación expresa la influencia de los parámetros respectivos involucrados en el Potencial Espontáneo para una arena arcillosa.

Para arenas o calizas limpias $PSP = SSP$ y la saturación de agua es igual al valor verdadero.

PSP = Seudo Potencial Espontáneo

K = Factor Litológico del SP

Rxo = Resistividad de la zona invadida

Rt = Resistividad verdadera

α = Relación PSP / SSP

Sxo = Saturación de la zona invadida

Sw = Saturación de agua

La información que se requiere es la siguiente:

- a.- R_{ko} , del micro-registro
- b.- R_t , de la normal larga
- c.- PSP, de la curva del SP
- d.- SSP, leído de la curva de SP, o bien $\frac{R_{mf}}{R_w}$ cuando son conocidos.

(Gráfico SP-1) (+15).

- e.- Se obtiene K (factor litológico del Potencial Espontáneo) conociendo la temperatura de formación por medio de la siguiente ecuación:

$$K = 64.3 + 0.24 T$$

Para T en grados centígrados (+16)

- f. S_{or} , Saturación de aceite residual conocida o supuesta.

Los valores obtenidos fueron tabulados en la tabla No.1.

3.1) 2.- Determinación de la Porosidad en
la Arena F-1

Partiendo de las ecuaciones básicas:

$$F \cdot P = -K \log \frac{R_{xo}}{R_t} - 2 \alpha K \log \frac{S_{xo}}{S_w} \quad (1)$$

(+16) y (+18)

$$P = \phi \frac{0.62}{2.15} \quad (2)$$

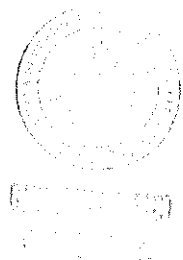
P = Factor de Resistividad de Formación,
Fórmula de Dumble para formaciones de
arena.

El flujo paralelo de la electricidad en una arena que contiene laminaciones de arcilla viene dado por la ecuación

$$\frac{1}{R_t} = \frac{P}{R_{sh}} + \frac{(1-P) S_w^2}{FRW} \quad (3)$$

En la cual entra la ecuación de Archie

$$S_w^2 = \frac{FRW}{R_t}$$



Siendo en este caso R_t la resistividad verdadera de una formación limpia.

La ecuación 3 por transformación matemática determina la siguiente ecuación:

$$P = \frac{\frac{FR}{sh} \left(\frac{RW}{R_t} \right) - R \frac{S}{sh} \frac{2}{W}}{\frac{FR}{W} - R \frac{S}{sh} \frac{2}{W}} \quad (4)$$

Usando la aproximación "De Pruebas de Laboratorio de Numerosas Muestras" (+16)

$$S_{KO} = \frac{1}{S_w}$$

y conociendo que:

$$S_{KO} = \sqrt{\frac{FRm^2}{R_{xc}}} \quad \text{y} \quad S_w = \sqrt{\frac{FRW}{R_t}}$$

tendremos que para la zona invadida cuando

$$R_{OS} = \frac{R_{mf}}{R_{XO}} = \frac{R_w}{R_t}$$

Reemplazando en (4) tendremos que

$$P = \frac{\frac{R_{sh}}{R_{mf}} \left(\frac{R_{mf}}{R_{XO}} \right) - R_{sh} \frac{S}{W} \frac{2}{5}}{\frac{R_{sh}}{R_{mf}} - R_{sh} \frac{S}{W} \frac{2}{5}}$$



(+16) y (+19)

Las ecuaciones (4) y (5) expresan el contenido de arcilla en la arena expresados en fracción y fueron deducidas por Poupon, Loy y Tixier.

En las ecuaciones (1) (2) (3) (4) y (5)

R_t = Resistividad verdadera de la formación

P = Contenido de la arcilla en la arena (en fracción)

R_{sh} = Resistividad de la arcilla

F = Factor de formación de la arena limpia =

R_o/R_w

- R_w = Resistividad del agua
 R_{xo} = Resistividad de la zona invadida
 S_{xo} = Saturación de la zona invadida
 PSP = Pseudo Potencial Espontáneo
 ESP = Potencial Estático Espontáneo
 K = Coeficiente de la fórmula SP
 α = Relación de PSP/ESP
 ϕ = Porosidad efectiva
 R_o = Resistividad al 100% saturado de agua

Si tomamos de la ecuación (1)

$$\frac{PSP + K \log \frac{R_{xo}}{R_t}}{2 \alpha K} = - \log \frac{S_w}{S_w} \quad 1/5$$

y si hacemos

$$B = \frac{PSP + K \log \frac{R_{xo}}{R_t}}{2 \alpha K}$$

tenemos que

$$\log S_w^{-4/5} = -B \quad S_w^{-4/5} = \text{antilog}(-B)$$

$$S_w^{4/5} = \frac{1}{\text{antilog}(-B)} \quad S_w = \left[\frac{1}{\text{antilog}(-B)} \right]^{5/4}$$

Iguelando (4) y (5) y haciendo antes

$$C = Rsh \left(\frac{Rmf}{Rxc} \right)$$

$$D = Rsh (Sw)^{0.4}$$

$$E = Rsh \left(\frac{FW}{Rt} \right)$$

$$G = Rsh (CW)^2$$

Obtenemos que

$$\frac{FC - D}{FRmf - D} = \frac{FE - G}{FRW - G}$$

$$(FC - D) (FRW - G) = (FE - G) (FRmf - D)$$

Desarrollando y factorizando:

$$F^2 \left(CR_w - ER_{mf} \right) - F \left(CG - ED + DR_w - CR_{mf} \right) = 0$$

$$F = \frac{CG - ED + DR - GR - (CG - ED + DR - GR_{mt})^2}{2(CR - ER)}$$

$$F = \frac{2(CG - ED + DR - GR)}{2(CR - ER)}$$

Llevando a la ecuación (2) el valor obtenido de F:

$$\frac{G(C - R) + D(R - E)}{CR - ER} = \frac{0.62}{0.215}$$

$$0.215 = \frac{0.62(CR - ER)}{G(C - R) + D(R - E)}$$

$$0 = \left[\frac{0.62(CR - ER)}{G(C - R) + D(R - E)} \right]^{0.465} \quad (1-16)$$

La forma en que se presentan las ecuaciones anteriores hace posible su utilización en un programa de computadoras.

Las ecuaciones antes tratadas fueron graficadas por Foupon, Loy y Tixier, y reproducidas en el gráfico D-6 adjunto, con el cual fue posible la determinación de la porosidad efectiva en las arenas arcillosas (+16)

La información que se requiere es la siguiente:

- a) R_{xo}/R_t (valor usado previamente en el gráfico D-4)
- b) $\alpha = PSP/SSP$
- c) F_a (relación R_{xo}/R_{mt} datos conocidos)
- d) S_{or} (conocida o supuesta)

Los valores de porosidad fueron tabulados en la tabla No.1. Con estos valores se preparó el plano de Isoporosidades presentado en la Fig.D.

Iv 4) Determinación de la Permeabilidad (K)
en la Arena P-1

En algunos casos como el presente pueden existir relaciones entre porosidad, saturación de agua irreductible y permeabilidad.

Tales correlaciones son empíricamente determinadas para una formación

Willie y Rose determinaron la relación

$$K = \left(c \frac{\phi^3}{S_{w_{irr}}} \right)^2 \quad (A)$$

en que:

C = Constante

ϕ = Porosidad

$S_{w_{irr}}$ = Saturación de agua irreductible

K = Permeabilidad

Observaciones de campo parecen demostrar que la constante C es una función que depende de la gravedad específica de los hidrocarburos presentes. Se ha asumido un valor para 150 para aceites de gravedad media y para gas de 79.

La ecuación (A) puede ser escrita como

$$K = (250 \frac{\phi^3}{S_w} / i_{rr})^2 \quad (B)$$

La ecuación (B) está graficada en la gráfica E-4 adjunta (+15). En la misma gráfica E-4 está representada la permeabilidad para arenas con gas en la que:

$$K = 79 \left(\frac{\phi^3}{S_w i_{rr}} \right)^2$$

Información requerida:

- a) ϕ = Porosidad
- b) S_w = Saturación de agua arriba de la zona de transición.

Los valores de porosidad y saturación utilizados para la determinación de la K (permeabilidad) fueron obtenidos de la interpretación cuantitativa de los registros eléctricos, considerando la S_w como saturación de agua irreductible.

Con los datos obtenidos para cada pozo realizamos la gráfica de la distribución horizontal de la permeabilidad, la misma que se presenta en la Figura E.

IV 5) Determinación de los Índices de Hidrocarburos de la Arena F-1

Índice de hidrocarburos puede definirse como el volumen de hidrocarburos asociado a la unidad de área.

Los valores de índice de hidrocarburos (Ih) se obtienen a partir de la fórmula:

$$Ih = \phi \cdot e \cdot (1 - Sw)$$

en que: ϕ = porosidad

e = espesor neto

Sw = saturación de agua

Los valores obtenidos se presentan en la tabla No.1.

Los valores de ϕ y Sw fueron calculados individualmente para el espesor de cada pozo considerado.

IV 6) Determinación de la Distribución de Fluidos y Límites de los Yacimientos en la Arena F-1

Utilizando el registro eléctrico convencional ,

se determinó cualitativamente para cada pozo el contenido de fluidos y la distribución aceite-agua para cada uno de los intervalos arenosos. Con esta información se limitaron las áreas impregnadas de aceite, las cuales están comprendidas en dos yacimientos A y B limitados por las fallas ($F_1 - F_2$) y ($F_2 - F_3$) y el contacto agua-aceite respectivamente. Como puede verse en el plano de la figura C.

Como ya se explicó en el IV. 2)3., el contacto agua-aceite resultó ser un contacto "de lado" y fué determinado en las secciones de correlación con el uso de los registros eléctricos.

IV 7) Cálculo del Volúmen Original de Hidrocarburos de la Arena F-1

Con los valores obtenidos de índice de hidro

carburos construimos para los yacimientos A y B el plano de Isohidrocarburos presentado en la Figura F.

Este plano es el más importante para la evaluación de formaciones porque en él se proporciona el dato más confiables en el cálculo del volumen original, ya que los valores de índice de hidrocarburos fueron calculados utilizando los valores de porosidad (%) y saturación de agua (S_w) propios del intervalo considerado. Con este método de cálculo se determina la distribución horizontal y vertical de los hidrocarburos contenidos en la trampa.

Con el planímetro medimos las áreas de cada una de las curvas de isoíndices para cada uno de los yacimientos y obtenemos:

YACIMIENTO A		YACIMIENTO B	
Ih	Area (cm ²)	Ih	Area (cm ²)
0	106.5	0	27.2

YACIMIENTO A

1	92.5
2	83.5
3	63.5
4	29
5	10
6	7.5
7	3.5
8	1.5

YACIMIENTO B

1	24
2	20
3	14
4	5.2

Grificamos estos valores en la Figura G para el yacimiento A y Figura H para el yacimiento B y con un planímetro medimos el área de la gráfica bajo la curva (Ag), que multiplicado por el factor de correlación (Fc) nos dió los valores del volúmen original de hidrocarburos (Vhc).

$$\text{PLANO A} = 8 \times 10^5 \text{ m}^3$$

$$Vhc = Ag \cdot Fc \dots$$

$$\text{PLANO B} = 30 \times 10^5 \text{ m}^3$$

* ASTROGNOMIA Y REFRACTIO

Las arenas de la formación arenosa se clasifican tanto en arenas arcillosas como en arenas limpias, en base de su reactividad. De hecho, a pesar de no contar con muestras de la parte occidental del campo, se realizaron estudios en las muestras de pozos de zonas vecinas.

En las muestras de los pozos saguinos sobre el 10, 100110 0, 100110 1, 100110 2 y 100110 3, todas ellas correspondientes a la formación arenosa, se determinó el porcentaje de contenido arcilloso entre el 4 al 7% con predominancia de compuestos de aluminosilicatos o silico - aluminosilicatos, Elixica y Florita, mientras que otras muestras analizadas y no incluidas resultaron ser arenas sueltas, limpias, con contenidos menores de 3% de arcilla.

Los curvas de σ_v y del microregistro corrie-

man lo antes expuesto. En continuación queda constata-
ción de los índices de retrogradación de las arenas y se
dio de las arcillas intercaladas.

He incluido este informe por tener tratamien-
to durante tres meses en los métodos de determinación
de arcillas por el método de dispersión de Taylor.

GENERALIDADES DEL METODO DE DIFRACCION
DE RAYOS X

Un haz de Rayos X, Monocromático de longitud de onda conocida, se hace incidir sobre la muestra (el mineral de arcilla) y haciendo girar la muestra un ángulo θ (0 - 90) podemos determinar las distancias reticulares (d_{hkl}) que son determinativas y no pueden variar en cada mineral.

Para observar el haz difractado, el detector debe girar un ángulo 2θ al mismo tiempo que la muestra colocada en un portobjetos especial, que gira sobre sí mismo.

El detector cuenta en anstrons el número de fotones que llegan y transmite su información mediante amplificaciones hasta un registrador que nos permite un diagrama del haz difractado respecto al ángulo de difusión 2θ .

Para el análisis del diagrama, la medida de θ (Posición), la intensidad (número de fotones) y la longitud de onda (λ) nos dan el valor correspondiente de las distancias reticulares (d h k l).

$$\lambda = 2 d \sin \theta$$

En la práctica hay que proceder por comparación con patrones conocidos, para facilitar este trabajo la American Society for Testing Materials (ASTM) edita fichas de identificación de los compuestos conocidos (el manejo de estas fichas es fundamental para determinaciones rápidas y confiables).

El estudio de arcillas por difracción de Rayos X se realizó utilizando un difractómetro Phillips de 40 Kv y 20 mA., provisto de filtro de níquel, tubo de difracción de cobre y tubo de fluorescencia de molibdeno.

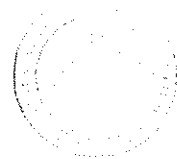
Se hizo una estimación de las cantidades de

los diferentes tipos de arcillas, por el procedi -
miento de medir las áreas de los picos de primer
orden (integración de las intensidades), método -
descrito por D.H. Forreng.

No

EXAMENES PETROGRAFICOS GENERALES Y DETERMINACION DE ARCILLAS POR DIFRACCION DE RAYOS X

Fozo: Blasillo 2
Muestra: Núcleo 3
Prof: 2642 - 2654 m



A R E N I S C A

Exámen Macroscópico

Roca consolidada algo deleznable, de grano medio a fino, de color gris pardo a semiverdoso, con manchas amarillentas e impregnación de hidrocarburos.

Exámen Microscópico (Secciones Delgadas).

La roca está formada por fragmentos angulosos y subangulosos y tiene la siguiente composición:

- Cuarzo 60%
- Feldespato (ortoclasa principalmente) 10%
- Minerales arcillosos 7%

- Calcita 2%
- Otros (óxidos de hierro y mica) 1%

El cuarzo se presenta en granos angulosos y subangulosos de color gris, con extinción ondulatoria e inclusiones líquidas y gaseosas.

Existen dos tipos de feldespatos: ortoclasa, que es casi la totalidad, y plagioclasa de la que se puede decir que sólo hay trazas. Los granos de ortoclasa son en su mayoría subangulosos y muchos de ellos están alterados a minerales arcillosos, mostrando diferentes etapas en este proceso.

Aislados, se observan pequeños cristales de calcita, algunas a manera de cemento, muy escasos. El cemento es poco abundante sin poderse diferenciar su composición.

Como producto de la alteración de los feldes

patos, se observa una buena cantidad de minerales arcillosos. Uno de ellos, el más abundante, parece ser clorita, seguido en abundancia de otro que podría ser illita o sericita y otros más que resulta difícil identificar.

En menor proporción se presentan óxidos de hierro y mica, representados por magnetita o ilmenita y biotita.

El tamaño promedio de los granos es de aproximadamente 0.150 mm de diámetro, aunque hay granos mayores, hasta de 0.375 mm.

ANALISIS GRANULOMETRICO

Resultado del análisis granulométrico del Núcleo 3
del Pozo Blasillo 2 .-

Mallas ASTM	Apertura del tamiz mm	Peso retenido sobre el tamiz gramos	Peso que pasa por el tamiz. gramos por ciento	
10	2.00		45.61	100.0
20	1.00	3.48	42.13	92.5
40	0.42	13.19	28.94	63.5
60	0.25	10.89	18.09	39.6
70	0.22	2.61	15.44	31.7
140	0.11	8.33	7.11	15.6
200	0.074	2.19	4.92	10.8
325	0.044	1.36	3.54	7.8
FONDO		3.16		

Peso de la muestra original : 45.61 gramos

Pérdida 0.39 gramos 0.11%

La curva granulométrica acumulativa se presenta
en el gráfico 7.

Estudio de las Arcillas Intersticiales

Por difracción de Rayos X se determinó:

← { C.I
C.II
2.1

- Clorita escolinita	5.3 % (en peso)
- Illita	1.0 %
- Clorita	0.7 %

T o t a l :	7.0 %

Por fluorescencia de Rayos X se encontraron cationes de:

K, Ca, Ti, Fe, Mn, Cr, Cu, Sr, Ba, Ni, Br.

La curva y el análisis de difracción de Rayos X se presenta en la Gráfica No.1



Pozo: Sáenz Magallanes Norte 10

Muestra: Núcleo 2

Prof: 1878 - 1882 m

ARENISCA LUTITICA

Exámen Macroscópico

Se observan intercalaciones y bandas de lutita y arena de espesor variable. La lutita es de un color gris verdoso claro, muy dura con capitas de arena intercaladas. La arenisca es de color café amarillento, de grano fino a muy fino y aparentemente muy sucia, con abundante material argiláceo e impregnaciones de hidrocarburos.

Exámen Microscópico de las Porciones Arenosas.

(Sección Belgada)

La arena estudiada de este núcleo está formada por granos de cuarzo principalmente, de tamaño

promedio 0.12 μ m y más o menos homogéneo, subangulo-
sos y subarredondados, bastante espequetados y con-
tenidos en una masa poco abundante de material arcil-
loso, y se observa también algo de óxido de hierro.

Estudio de las Arcillas Intersticiales

C.H
← 2.1

Por difracción de Rayos X se determinó:

- Montmorillonita	4.3 % (en peso)
- Clerita caolinita	1.0 %
- Illita	0.7 %

T o t a l :	6.0 %

Por fluorescencia de Rayos X se encontraron
cationes de:

Fe, Ca, K, Si, Sr, Cr, Mn, Ni, Cu, Rb, Ba,
Zn, Sn.

La curva y el análisis de difracción de Ra-
yos X se presentan en la Gráfica No.2.

↙

Pozo: Sánchez Magallanes Norte 10

Muestra: Núcleo 3

Prof: 1923 - 1929

LUTITA Y ARENAS LAMINADAS

Exámen Macroscópico

El núcleo en cuestión está constituido por una serie de intercalaciones de lutita y arena de espesor variable. La lutita es de color gris claro, con fractura típica y en ciertas zonas con abundantes intercalaciones muy delgadas de arena. Las arenas se ven aparentemente limpias, de color gris claro, totalmente sueltas, de grano fino a medio, con material calcáreo. Se observan entre las arenas capas muy delgadas (1 mm de espesor) - de un material negro brillante que parece ser lignito.

Exámen Microscópico de las Porciones Arenosas (Grandes Montados)

La arena perteneciente a este núcleo está consti -

tuida por granos de cuarzo en su mayor parte, aunque se ven algunos de feldespato potásico, mica (moscovita), y fragmentos de cristales probablemente de hornblenda. Los granos, subredondados y subangulosos, presentan importantes variaciones de tamaño, siendo su promedio de 0.3 mm. Se encuentran mezclados con material arcilloso, y en menor cantidad, material calcáreo.

Estudio de las Arcillas Intersticiales.

Por difracción de Rayos X se determinó: ← (2.1)

Porcentaje de arcillas:

- Montmorillonite	3.2 % (en peso)
- Illite - Montmorillonite	0.3 %
- Clorita	0.4 %

T o t a l : 3.9 %

Por fluorescencia se encontraron cationes de:

Fe, Ca, K, Ti, Mn, Cr, Ni, Sr, Rb.

La curva y el análisis de difracción de Rayos X se presentan en la Gráfica No.3. ←

Pozo: Pajonal 2

Muestra: Núcleo 1, P.S.

Prof: 2464 - 2470

A R E N I T A

Exámen Macroscópico

Roca de color café amarillento, consolidada y constituida por granos subangulosos de tamaño fino a medio, de forma homogénea y con impregnaciones de hidrocarburos.

Exámen Microscópico (Secciones Delgadas)

Roca formada por grana de tamaño promedio 0.3 mm angulosos y subangulosos de cuarzo principalmente y algunos feldespatos, tanto potásicos como sódicos, los cuales están alterados casi totalmente a minerales arcillosos (probablemente illita). También se observan en algunas zonas, a manera de cemento, cris-

tales de calcita clara. El cemento en general es muy escaso.

OBSERVACIONES

Esta roca probablemente tiene una porosidad grande, debido a la disposición y tamaño de los granos y a que el cementante es prácticamente nulo.

Estudio de las Arcillas Intersticiales
Por difracción de Rayos X se determinó:

(2.1)

- Clorita	3.3 % (en peso)
- Illita- Montmorillonita	1.6 %
- Montmorillonita - Clorita	1.1 %
Total :	6.0 %

La curva y el análisis de difracción de Rayos X se presentan en el Gráfico No.4.

Pozo: Otates 13 D

Muestra: Núcleo 1

Prof: 2515 - 21 m

Por difracción de Rayos X se determinó:

← (2.1

- Clorita - Montmorillonita	4.7 % (en peso
- Illita	1.0 %
- Clorita	1.3 %

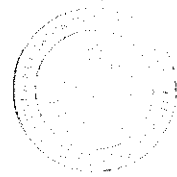
T o t a l :	7.0 %

La curva y el análisis de difracción de Rayos X
se presentan en el Gráfico No.5.

← 1

Fozo: San Ramón 1

Prof: 2967 - 73 m



INSTITUTO GEOLÓGICO Y MINERO DE CHILE

Por difracción de Rayos X se determinó: $2\theta = 21.4^\circ$ (2.1)

- Clorita - Montmorillonita	3.3 % (en peso)
- Illita - Montmorillonita	1.2 %
- Clorita	1.5 %

Total:	6.0 %

La curva y el análisis de difracción de Rayos X se presentan en el Gráfico No.6.



DISCUSION DE RESULTADOS

La presente tesis es una secuencia de trabajo que sigue rutinariamente y con pequeñas variaciones el Departamento de Formaciones del Instituto Mexicano del Petróleo. Esta secuencia está contenida en líneas generales de la forma siguiente:

1. Recopilación de información de campo.
2. Revisión, ordenamiento y estudio de la información de campo recopilada.
3. Análisis a muestras de roca (petrográficas, mineralógicas, petrofísicas, granulométricas, etc.)
4. Preparación de secciones transversales de correlaciones.
5. Determinación de las características geológicas regionales.
6. Selección del método a seguir para la correlación geológica de las secciones transversales.
7. Correlación geológica de las secciones transversales.

8. Elaboración de los planos geológicos del campo (estructurales, de facies, etc.)
9. Interpretación de las secciones transversales y de los planos geológicos del campo.
10. Identificación de cada uno de los yacimientos que forman el campo.
11. Definición de la geometría de los cuerpos arenosos.
12. Selección del método apropiado para la interpretación cuantitativa de los registros geofísicos.
13. Interpretación cuantitativa de los registros geofísicos.
14. Determinación de algunas propiedades y características de los yacimientos por métodos indirectos.

15. Determinación de la posición original del contacto agua-aceite, en cada yacimiento
16. Determinación de los límites originales de cada yacimiento.
17. Elaboración de planes de distribución de propiedades físicas de cada yacimiento
18. Determinación de volúmenes originales de hidrocarburos de cada yacimiento.
19. Elaboración del reporte final.

Debes comprender que los yacimientos petroleros son diferentes, unos de otros, en lo que se refiere a la forma y a la génera. Además, existen los factores humanos, económicos y el tiempo; es decir que información se dispone, cuales son las necesidades de la investigación, cuanto dinero estamos dispuestos a gastar

y si el objetivo del proyecto es general , a detalle o a semidetalle.

El Campo Magallanes objeto de nuestro estudio es un yacimiento petrolero ubicado en trampas alternantes de arena. Dicho yacimiento presenta en la actualidad problemas de recuperación, por tal motivo fue encargado al departamento de Evaluación de Formaciones del Instituto Mexicano del Petróleo, para que realice un reestudio de Evaluación Geológica a detalle , con el fin de tener la mayor información posible para un proyecto futuro de recuperación secundaria.

El Campo fue dividido geologicamente para su estudio en dos áreas perfectamente determinadas y separadas por un juego de fallas de orientación noreste - sureste. La parte oriental fue considerada de prioridad para efectos de recuperación secundaria y la parte occidental me fué encargada al solicitar mi tema de tesis profesional.

La información recopilada del campo fué muy poca;

Registros Eléctricos Convencionales, Microregistros y algunos registros radioactivos. Además teníamos la historia de cada pozo y los informes de geología general de México y un estudio geológico (general) del Campo Magallanes.

No existían trabajos petrográficos ni paleontológicos.

Con esta escasa información se tuvo que dedicar toda la atención en los Registros Geofísicos de Explotación y, para suplir la falta de petrografía hicimos estudios petrográficos y análisis de arcillas por Difracción de Rayos X de muestras obtenidas de pozos vecinos al área de nuestro interés.

En la secuencia de trabajo antes expuesta el numeral 7 "Correlación de las Secciones Transversales" ocupó gran parte de nuestro tiempo, utilizando además de los métodos usuales de comparación de las curvas de resistividad un método de correlación a partir de los valores de resistividad de las lutitas de los re-

gistros eléctricos. Además utilizamos en la correlación los datos de profundidad de las arenas productoras.

La selección de las técnicas empleadas (numerales 6 y 12) fué también un gran problema que se resolvió consultando una amplia bibliografía, principalmente en lo que se refiere a los complejos antiguos del Terciario.

En el numeral 14 (Uso de Métodos Directos) aplicamos una serie de trabajos con modernas técnicas realizadas por Viñar, D.I. - y colaboradores, en las cuales utilizando Registros Eléctricos se determinó en forma confiable los antiguos de sedimentación. Además tuvimos el asesoramiento personal, para los problemas más complejos, durante una semana de el benedictado autor.

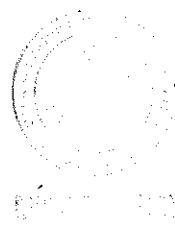
Una vez hecha las correlaciones geológicas; el cálculo de la porosidad, saturación de agua, permeabilidad, etc., determinados frente a los intervalos de

la arena F-1, para cada pozo, procedimos a la configuración de los planos y a los cálculos necesarios para obtener el volumen original de hidrocarburos contenidos en la Arena F-1. Utilizamos el método de índice de hidrocarburos que es considerado el método más confiable luego de haberlo comparado con los "Métodos de Cimas y Bases" y el "Método de Isopacos".

De la experiencia de este trabajo se concluye que en los campos petroleros como el presente, que están formados de una alternancia de arenas y lutitas y en los cuales existe poca información, la secuencia de trabajo expuesta es recomendable por sus confiables resultados que al ser comparados con la Geología general del área y con el trabajo de la parte oriental demuestran una íntima correspondencia. Además, es en especial recomendable el uso del método de Visher para determinar ambientes, el plano de litofacies de Krumboltz para determinar las relaciones de arena y lutita, y el método de índice de Hidrocarburo para calcular el volumen.

VI CONCLUSIONES

VI.1) Factores Geológicos



Un estudio de Geología general del área, mostró que los sedimentos de la "Cuenta Salina del Istmo", ubicada al sur de México, en el actual Istmo de Tehuantepec, se encuentra descansando sobre un grupo de Dolomitos Salinos (+2) (+3) y (+4).

Según los geólogos mexicanos se estima que la evaporita fué depositada durante el Oligoceno, en una cuenca semi-aislada, separada del mar por una barra ligeramente bajo el nivel del mar, que de esta forma permitió el aporte de agua salada, sujeta a una evaporación intensa que ocasionó la concentración salina. Durante el Mioceno y subsiguientes, se depositó un grueso espesor de sedimentos consistentes en arenas y lutitas alternantes. La deformación y acunamiento de los sedimentos terciarios nos permite pensar en un le

vantamiento del área ocurrida por el crecimiento de los domos.

En los sedimentos terciarios se encuentra una alternancia de arenas y lutitas que pueden ser explicadas por una gran etapa regresiva, con etapas transgresivas que depositaron la lutita. Tales oscilaciones fueron probablemente provocadas por la inestabilidad de la cuenca de depositación. El carácter regresivo de las arenas fue comprobado por correlaciones estratigráficas hechas a partir de registros geofísicos y micropaleontología, y en las que se encontró no rizontes guías de tiempo estratigráfico y una secuencia característica de regresiones.

De acuerdo con esta visión de Geología general, al realizar la correlación geológica básica de la parte norte del campo Magallanes, zona de poca extensión (6.5 km²), en relación a la "Cuenca Salina del Istmo", encontré en mis secciones una alternancia de arenas y lutitas que efectivamente descansaban sobre un domo,

lo que es muy manifiesto en los registros eléctricos por una "marca" característica (Fig.2 - 3 y 4) y encontré también que dichas arenas y lutitas quedaban clasificadas dentro de la columna estratigráfica de la tabla no.2, con las siguientes formaciones:

Reciente.- Arenas de dunas y aluvión

Pleistoceno.- Gravillas y areniscas volcánicas

		Cedral	
	Superior		
		Aguezquite	
		Paraje solo	
MIOCENO	Medio		
		Filisola	
		Concepción Superior	
	Inferior	Concepción Inferior	
		Eneanto	
OLIGOCENO.-		Anhidritas (domo)	

VI.2) Tipo de Trampa

La Arena F-1 forma una trampa combinada estructural-estratigráfica, ya que presenta forma anticlinal y además cambios de facies laterales de arenolutita, influenciando así la distribución de los fluidos que contiene

Estructuralmente presenta una deformación positiva anticlinal hacia la parte sur, que en el pozo 50 alcanzó su máximo valor de menos 1000 mts. sobre el nivel del mar, disminuyendo en altura hacia la parte Oeste en donde encontramos valores de menos 1400 y en la parte Norte también disminuye hasta valores de menos 1300 mts. Esta deformación demuestra la influencia del domo en los sedimentos Terciarios.

Debe aclarar que las inclinaciones de el tope de la Arena F-1 tiene variaciones en magnitud y dirección en las áreas inmediatas a las zonas de estudio.

De acuerdo con el plano de Isolitología (Fig.3), se observa que los espesores de la arena son poco variables, con una tendencia a engrosar en una gran franja hacia la parte Norte, con valores máximos de 60 mts. de espesor en el pozo 129, 50 mts. de espesor en el pozo 107 y 40 mts. en el pozo 104. Los mínimos valores están en el pozo 71 con un espesor nulo de arena que aumenta hacia la parte sur hasta alcanzar 30 mts. de espesor para luego disminuir de espesor hacia la parte sur.

Quedando como se observa tres zonas diferenciadas con valores mayores de 20 en la parte Norte, valores de 0 a 10 en una pequeña área en el lado Centro-Oeste y una zona que disminuye de 30 a 10 en la parte Sur, formando franjas sensiblemente paralelas en las áreas Norte y Sur.

En el plano de Isopacas Netas impregnadas de aceite (Fig.4) encontramos en el yacimiento A que también existen dos tendencias principales, un aumento

de espesor tanto en la parte Norte como en la parte Sur y en la parte Central del yacimiento, una franja de valores menores de 20 mts.

Los Isopacos de la arena alcanzan los más altos valores en la parte Norte, quedando diferenciada una zona de 40 mts. de espesor y una zona de menor importancia en la parte Sur hacia el pozo 49, con espesor de 37 mts., que disminuyen hacia la unión de las fallas F₂ y F₃ hasta alcanzar valores de 10 mts. de espesor.

En el yacimiento B encontramos espesores más o menos constantes, que fluctúan entre 20 y 30 mts. y que aumentan hacia la parte Norte hasta alcanzar en el pozo 107 el espesor máximo de 50 mts.

El plano de litofacies de la Fig. I, presenta en general poca variación, encontrándose una gran zona de valores comprendidos entre 0, 1 y 2 para la relación arena-lutita y que corresponden según los antes mencionados autores Krumbein y Boss (+6) a la litología are-

no arcillosa. Además, encontramos pequeñas áreas de arena pura hacia los pozos 61 y 30, una limitada zona de arcilla en la porción central oeste (Pozo 71 y 72), que corresponde sin lugar a dudas a los espesores de 0 a 10 en los planos de Isopacos notar.

En el plano de la Fig. J, y siguiendo el método de interpretación del antes mencionado autor - Visher, se identifican algunas zonas diferenciadas - por las formas de la curva de potencial espontáneo (SP). Estas zonas corresponden a diferentes medios ambientales de depositación.

Se encontró una zona en donde la curva de potencial espontáneo (SP) muestra en su cima y en su base un cambio abrupto, la parte media es generalmente acerrada.- Considerando los patrones de la Fig. I, - estos rasgos de la curva de potencial espontáneo (SP) nos indican Canales Distributarios Deltaicos.

Además encontré una área definida de inter -

distributivo de arenas altamente arcillosas en que el Potencial Espontáneo (SP) es dentado, con una cima transicional y una base más o menos abrupta, que en los planos de Isolitología corresponden a los valores de 0 a 1/3.

Hacia la parte Sur, las formas de la curva de Potencial Espontáneo (SP) nos determinaron una barra marina caracterizada por la forma de la curva.

Por lo antedicho el ambiente de depositación fué determinado Deltaico.

VI.3) Roca Almacén

La roca almacenadora es una arena que varía mucho en su porcentaje de arcilla, aspecto muy comprensible considerando su ambiente deltaico de depositación. Esta arena de excelente porosidad, especial

mente en los distributarios, y con una buena distribución de permeabilidad, constituye un excelente almacén para los hidrocarburos que contiene.

VI.4) Fallas

Las fallas F_1 , F_2 y F_3 fueron determinadas durante la correlación geológica para explicar los "saltos" de los estratos y se concluye que su origen fue debido a los movimientos ascendentes del domo.

Dichas fallas gravitacionales constituyen los límites de los yacimientos A y B y actúan como trampas estructurales.

Estas fallas dividen el yacimiento en dos partes que contienen hidrocarburos (yacimiento A y B).

VI. 5) Profundidad media de los yacimientos

La profundidad media de los yacimientos fue determinada para la Arena P-1 a 1,154 m. (mBNG), valor que constituye el promedio de valores de la cima de la Arena P-1.

VI. 6) Porosidad y Saturación de Agua

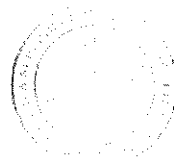
El plano de Isoporosidades presentado en la Fig.D presenta en general valores poco variables de porosidad (entre 20% y 30%) con un 23% de porosidad media.

Encontramos tres zonas de altos valores, una franja en la parte norte con dirección Este-Oeste con valores entre 20 y 23%, una franja en la parte sur con dirección Noroeste-Suroeste con valores compren

dados entre 20 y 30% y una franja en la parte central este con valores entre 20 y 30%.

El valor medio de la saturación de agua correspondió a 21.8%.

VI. 7) Permeabilidad



En el plano de Isopermeabilidades Fig.E, encontramos las mismas franjas de distribución que en el plano de Isoperosidades. Una franja al norte con valores entre 900-100 milidarays, y una franja central este entre 700 y 100 md., una franja al sur con valores entre 700 y 100 md. y en el flanco central oeste los valores están por debajo de los 100 milidarays.

VI. 8) Volúmen Original de Hidrocarburos

Calculados para la Arena F-1, en los yacimien-

tos A y B encontramos : 3.000,000 m³. para el yacimiento A y 800,000 m³. para el yacimiento B, que suman un total de 3.800,000 m³. de hidrocarburos.

VII. RECOMENDACIONES

- 1) Para futuros estudios de comportamiento primario y secundario de yacimientos de arena a realizarse en el Ecuador se recomienda la secuencia de trabajo expuesta en el presente trabajo.
- 2) El presente secuencia de trabajo puede ser realizada en áreas donde se cuente con mayor información, por ejemplo con Registros Geofísicos de Explotación y de Exploración, con Paleontología, con Petrografía, etc. y obtener mejores y más confiables resultados.
- 3) Es conveniente el uso de los métodos de Visher y Saitta dada la facilidad de aplicarlos y los excelentes resultados obtenibles.
- 4) Es recomendable, para el Ecuador, la creación y formación de un departamento de Evaluación

de Formaciones.

Estas ciertas recomendaciones sintetizan la alta confiabilidad que le doy a la secuencia de trabajo expuesta.

VIII. BIBLIOGRAFIA

BARBOZA" R.H.- 1972 Interpretación Cuantitativa de
Registros Eléctricos en Arenas Arcillosas.-
Tesis Profesional.-
U.N.A.M. México (Ref. +17)

BATES, C.G.- Septiembre 1953.- Rational Theory of
Delta Formation.-
A.A.P.G. BULL, V.37, No.9, P.2119-2162 (Ref. +8)

BENAVIDES, L.G.- 1956.- Geología Petrolera de México,
Congreso Geológico Internacional, México (Ref. +4)

BUSCH, D.A.- Agosto 1971.- Reconstrucción de Paleodre-
najes.-
AAPG Bull, V.55, No.8, P.1137-1154 (Ref. +9)

CARRIGY, M.A.- Agosto 1971.- Deltaic Sedimentation in
Athabasca Tar Sands.-
AAPG Bull, V.55, No.8, P.1155-1169 (Ref. +10)

CLAIBERT, A.F. - Octubre 1, 1950. - New Method of Correlation
of Resistivity Values of Electrical Logs. -

AAPG, Bull, v.34, No.10, p.2027-2060 (Ref.+5)

DOLL, H.G. - 1953. - "The Spin Shaly Sands". -

Trans AIME, p.189,205 (Ref.+18)

GUERRERO, E.T. - 1963. - Practical Reservoir Engineering. -

The Petroleum Publishing Co. 211 So.

Cheyenne, Tulsa, Oklahoma, USA. - (Ref.+16)

INFORMACION DE CAMPO PROPORCIONADA POR PETROLEOS MEXI-

CAROS. - 1972 (Ref.+3)

KRUMBEIN, W.C. - and FLOSS, L.L. - 1963. - Stratigraphy
and Sedimentation, W.H.FREEMAN AND COMPANY, San Francisco,

p.660. - (Ref.+6)

SERRA, J.D.M. - 1973. - Estudio Geológico del Campo Sánchez

Magallanes. - Departamento de Evaluación de Yacimientos,

Subdirección de Técnica de Explotación IMP. - (Ref.+2)

POTTER, P.E.- 1967.- Land Bodies and Sedimentary
Environments.-

AAPG Bull, V.51, p.337-365 (Ref. +11)

POUPON, A; LOY, M.B.; FLEISHER, M.P.- Junio 1964

"A Contribution to Electrical Log Interpretations in
Shaly Sands".-

Journal of Petroleum Technology.- (Ref. +15)

SAITTA, B.A. y VISHEN, G.S.- 1968.- Subsurface of the
Southern Portion of the Bluejacket Delta.-

Oklahoma City Geological Society, p.52-66 (Ref. + 1)

SCHLUMBERGER-SURENCO S.A.- 1966.- Gráfico para la Inter-
pretación de Perfiles (Ref. +15)

SCHLUMBERGER-SURENCO S.A.- 1969.- Log Interpretation
Charts (Ref. +15)

SCHLUMBERGER-SURENCO S.A.- 1965.- Log Interpretation
Principles (Ref. +20)

VISHER, G.S.- 1965.- Use of the Vertical Profile in
Environmental Reconstruction,
AAPG, V.49, No.1, p.41-61 (Ref.+13)

VISHER, G.S.- 1965.- Fluvial Processes as Inter-
preted from Ancient and Recent Fluvial Deposits.
SEPM Special Publication, No.12, p.116-132 (Ref.+14)

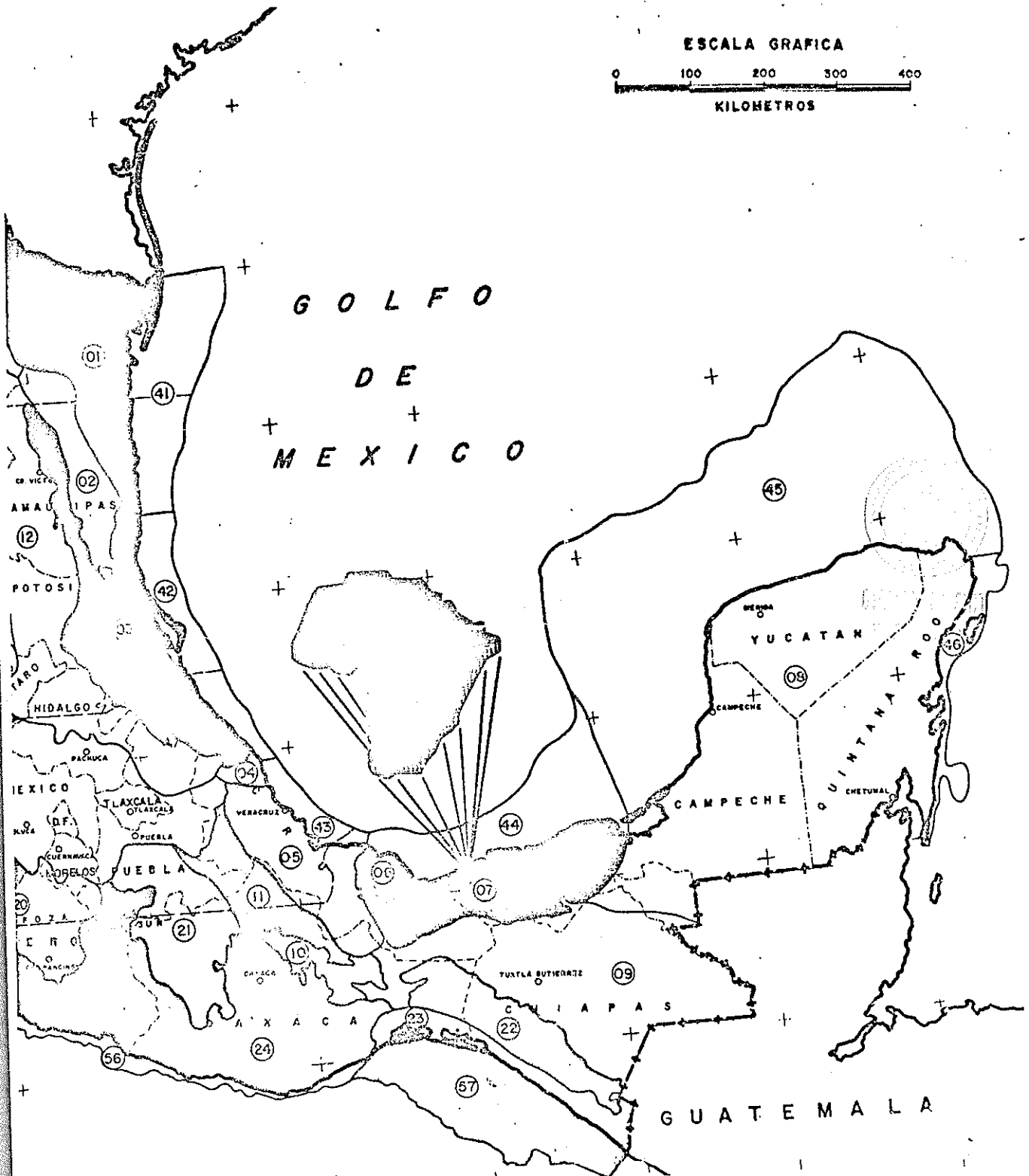
VISHER, G.S.- Mayo 1969.- How to Distinguish Barrier
Bar and Channel Sands.-
World Oil, p.106-113 (Ref.+12)

VISHER, G.S.; PAITTA, B.S. y PHARES, R.S.- agosto 1971
Pennsylvania Delta Patterns and Petroleum Occurrences
in Eastern Oklahoma.-
AAPG Bull., V.55, No.8, p.1006-1030 (Ref.+ 7)

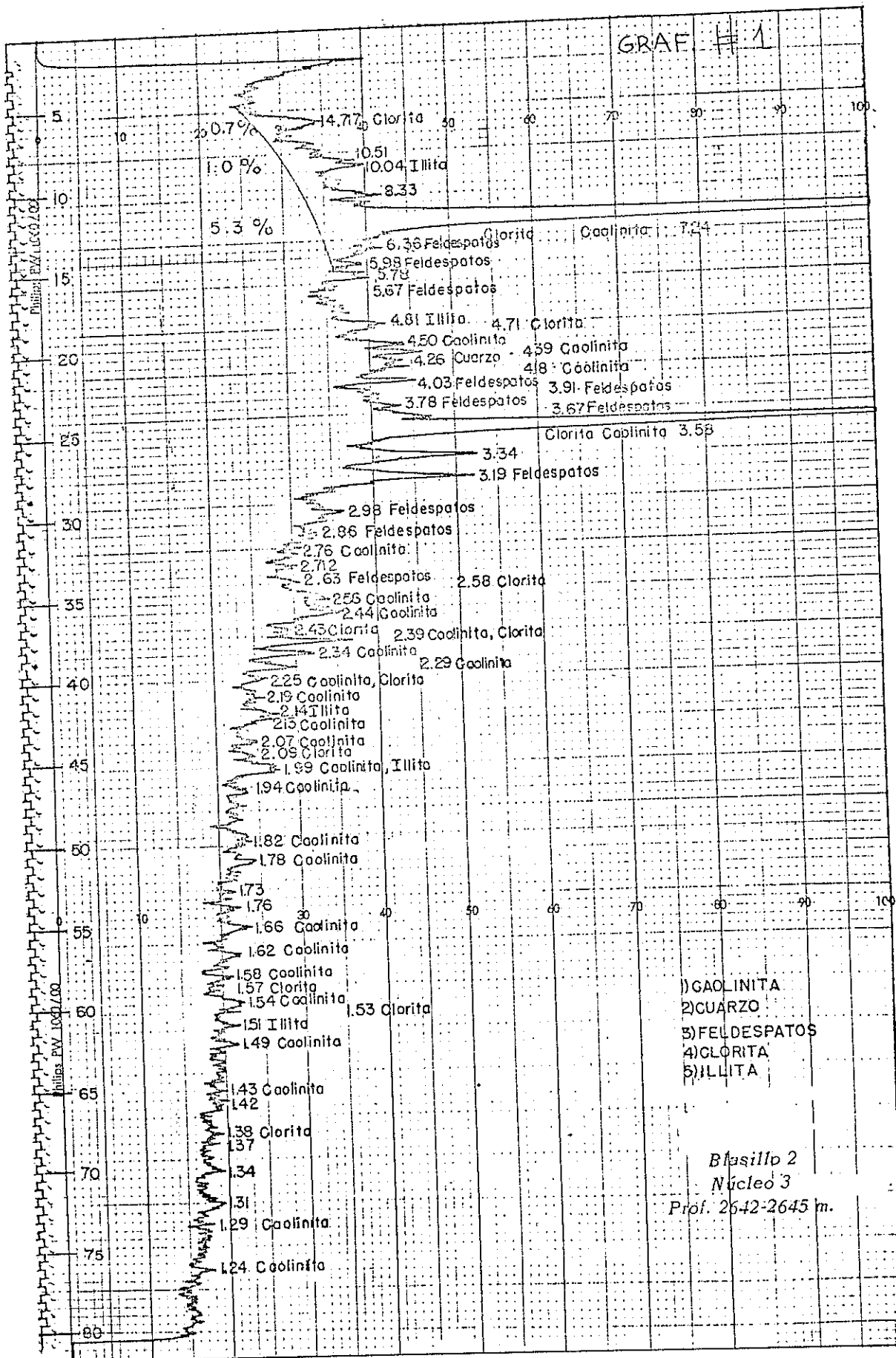
ESCALA GRAFICA



GOLFO
DE
MEXICO



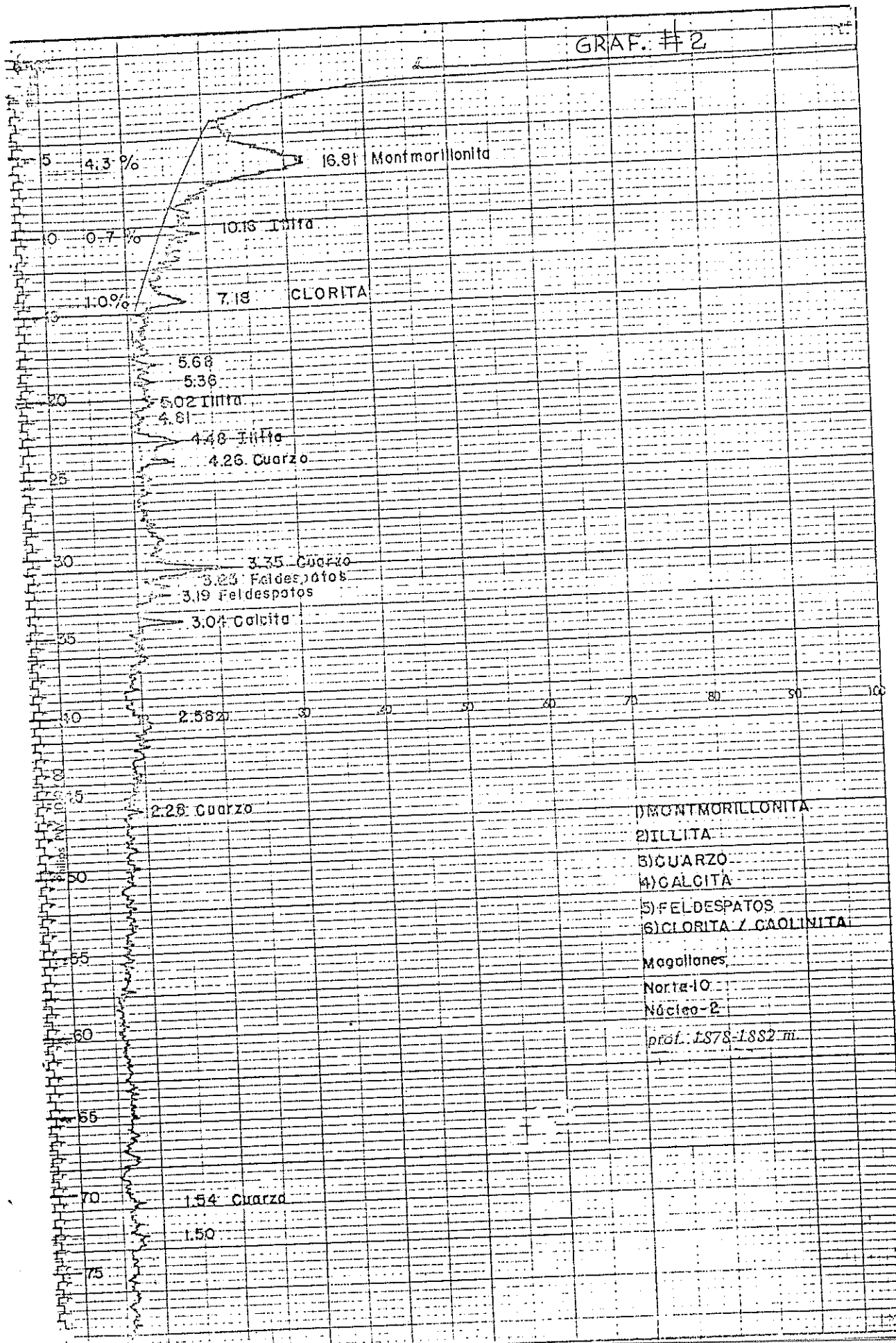
GRAF # 1

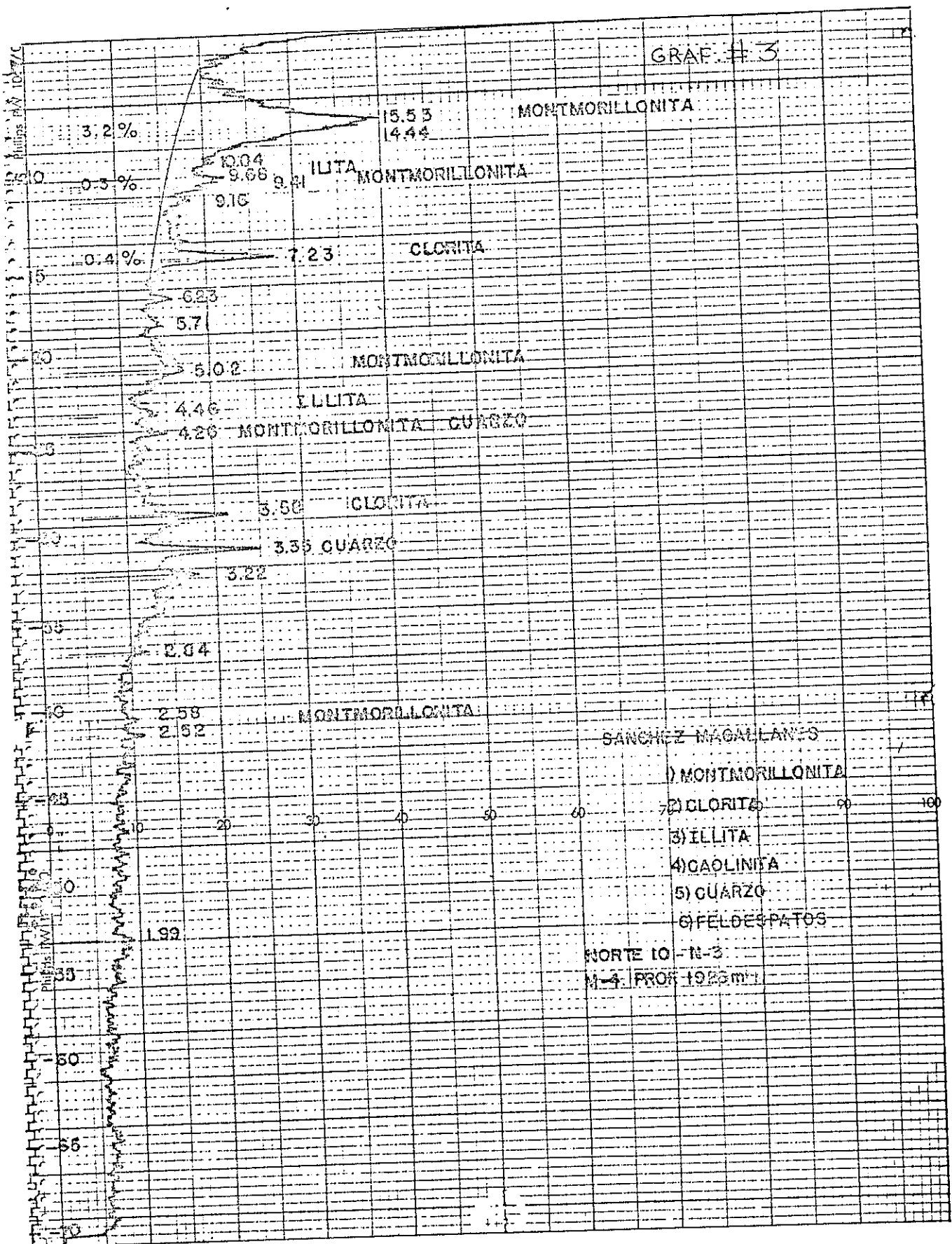


- 1) CAOLINITA
- 2) CUARZO
- 3) FELDESPATOS
- 4) CLORITA
- 5) ILLITA

Blasillo 2
Nucleo 3
Prof. 2642-2645 m.

GRAF. #2





GRAF. # 3

MONTMORILLONITA

15.53
14.44

ILLITA MONTMORILLONITA

10.04
9.66
9.41
9.16

CLORITA

7.23

MONTMORILLONITA

5.02

ILLITA

MONTMORILLONITA CUARZO

4.46
4.26

CLORITA

3.58

CUARZO

3.22

2.84

MONTMORILLONITA

2.58
2.52

SANCHEZ MAGALLANES

1) MONTMORILLONITA

2) CLORITA

3) ILLITA

4) CAOLINITA

5) CUARZO

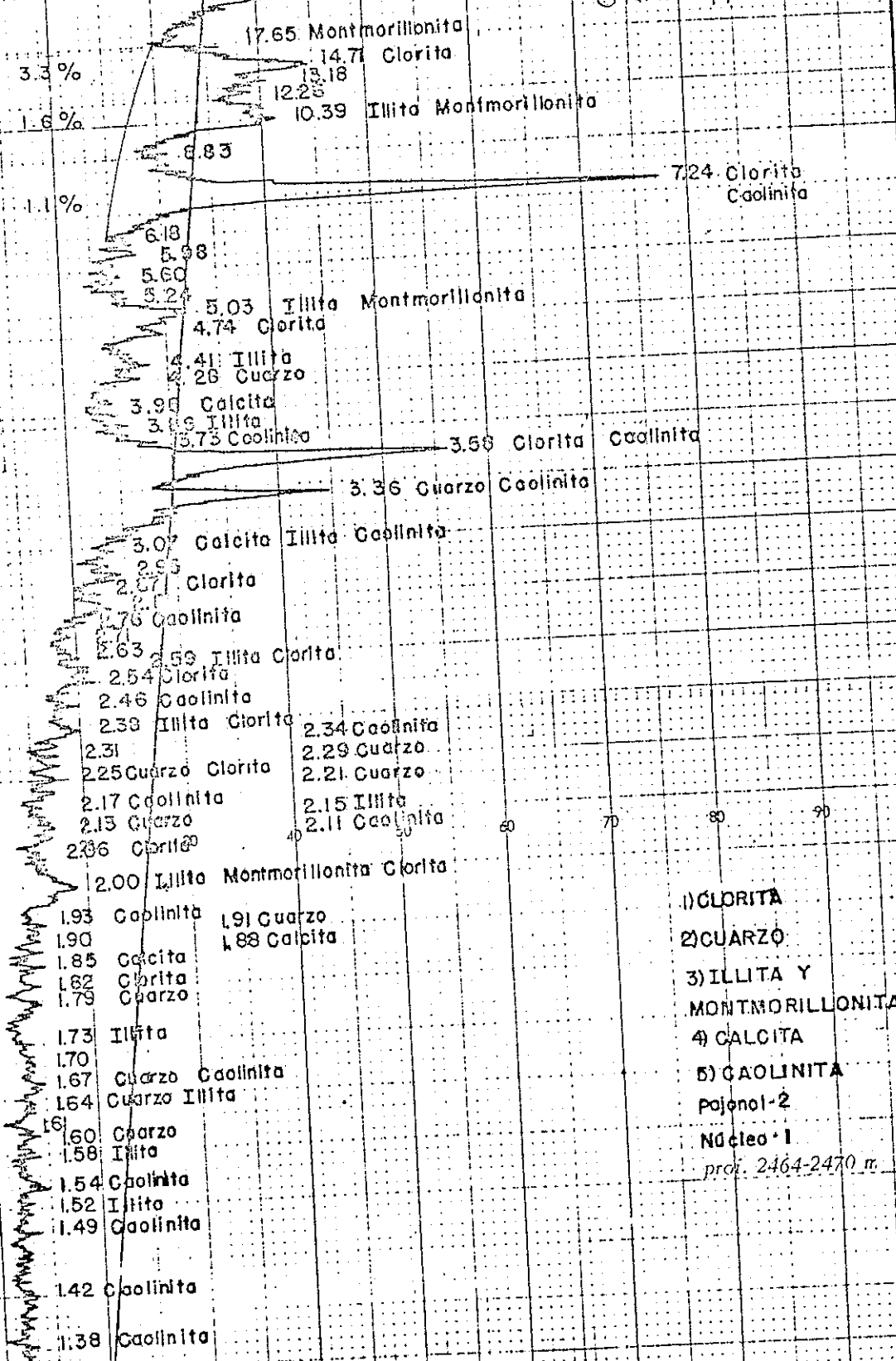
6) FELDSPATOS

NORTE 10 - N-3

M-4 PROF. 1923 m

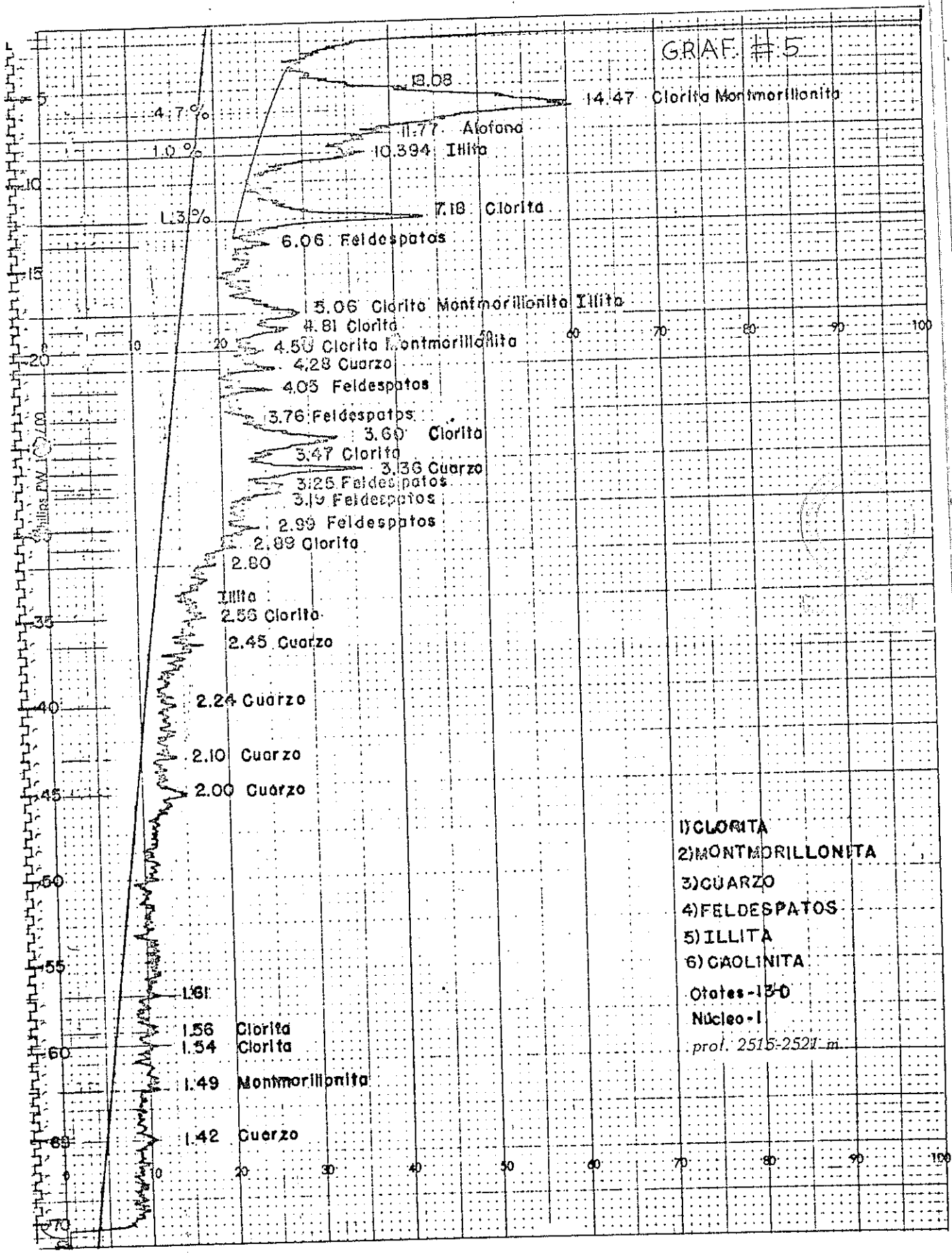
1.99

GRAF. # 4



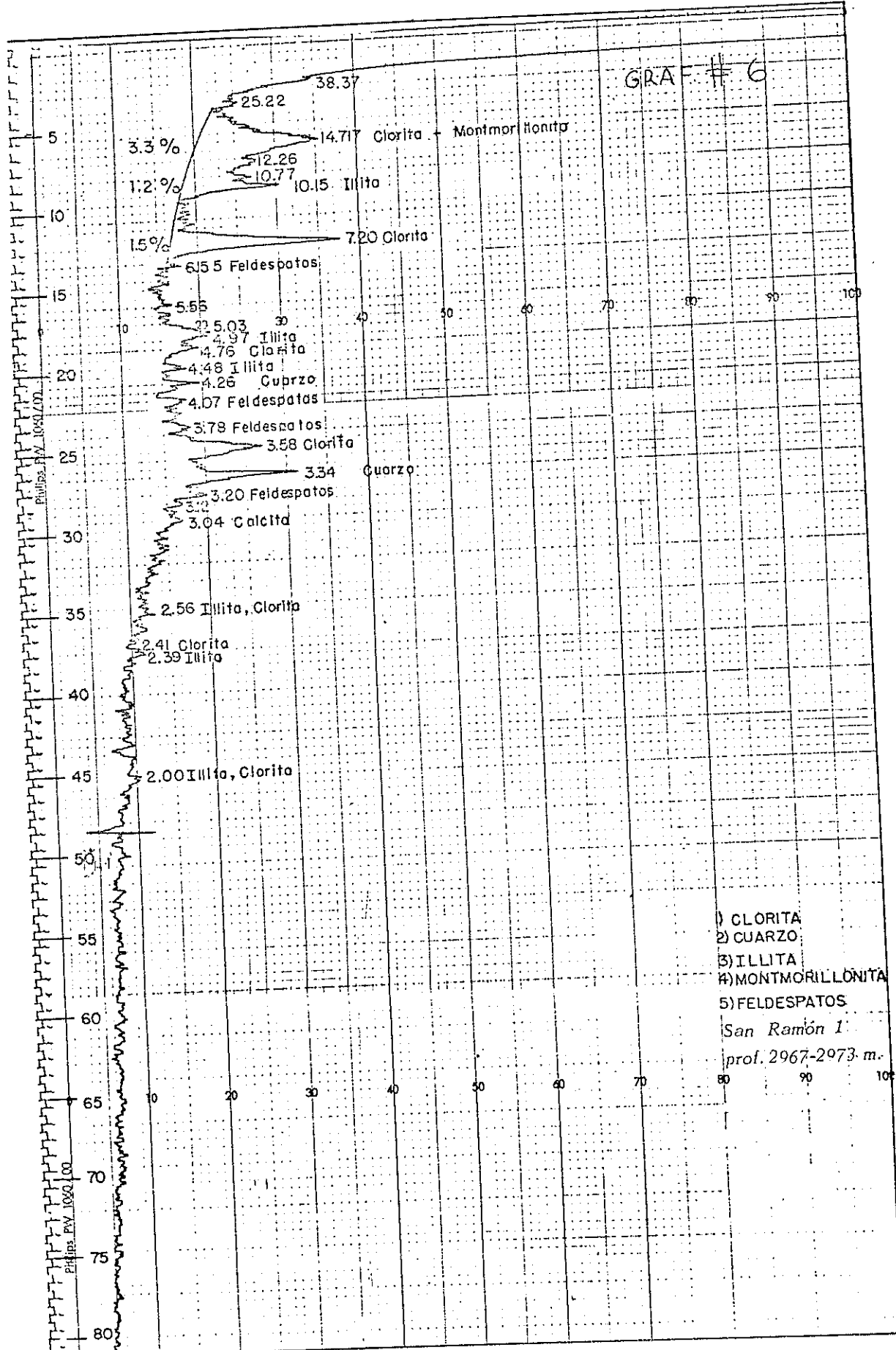
- 1) CLORITA
 - 2) CUARZO
 - 3) ILLITA Y MONTMORILLONITA
 - 4) CALCITA
 - 5) CAOLINITA
- Pajonal-2
Núcleo 1
prox. 2464-2470 m.

GRAF. # 5



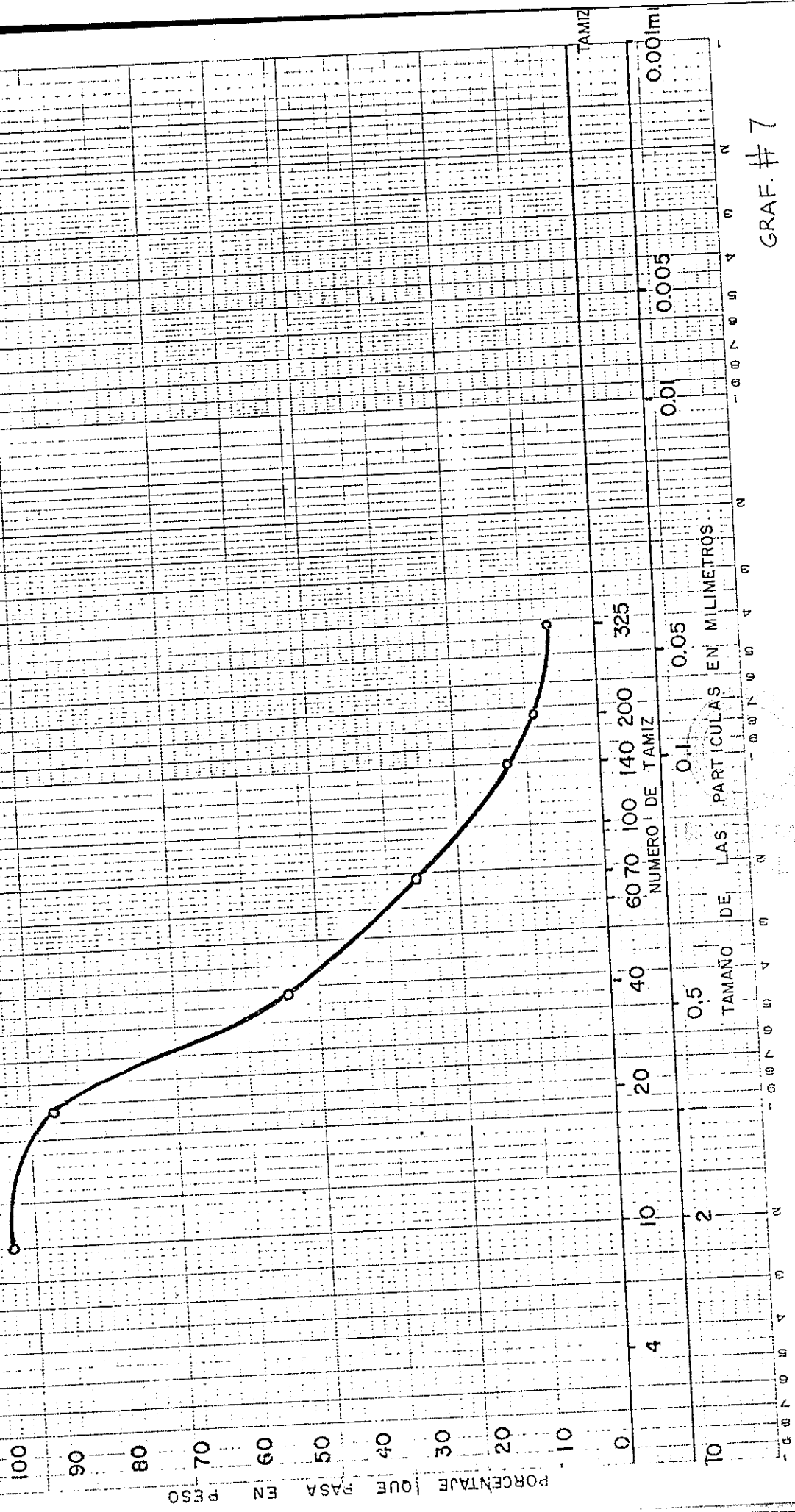
- 1) CLORITA
 - 2) MONTMORILLONITA
 - 3) CUARZO
 - 4) FELDESPATOS
 - 5) ILLITA
 - 6) CAOLINITA
- Otates-13-0
Núcleo-1
prof. 2515-2521 m.

GRAF # 6



- 1) CLORITA
 - 2) CUARZO
 - 3) ILLITA
 - 4) MONTMORILLONITA
 - 5) FELDESPATOS
- San Ram6n I
prof. 2967-2973 m.

MUESTRA: POZO BLASILLO No. 2
 NUCLEO # 3
 PROFUNDIDAD 2642-54 m



GRAF. # 7

NO. 340-LA12 DIETZGEN (SPART) PAPER
 SEMI-LOGARITHMIC
 4 CYCLES X 12 DIVISIONS PER INCH

FURNE OUTFLOW 100
 MADE IN U.S.A.

PATRONES DE PRO-DELTA

DEPOSITOS DELTAICOS

PATRONES DELTAICOS TRANSICIONALES

PATRONES DISTRIBUTARIOS PRIMARIOS Y SECUNDARIOS

PATRONES DE DEPOSITO FLUVIALES
 ZONA DE PERFORACIONES
 ESTERA MARINERA (PROYUNAN)
 TRANSICIONAL

SEBRAGATE
 SERRADA
 ABRUPTO

TOMA DE MARCHES
 CARRERA MARINERA (PCAY-BARI)
 TRANSICIONAL
 SERRADO
 ABRUPTO

INTERDISTRIBUTARIOS
 TRANSICIONAL SERRADO
 SERRADO
 ABRUPTO

TRANSICIONAL SERRADO
 LISO
 ABRUPTO

ABRUPTO
 SERRADO
 ABRUPTO

ABRUPTO
 LISO
 ABRUPTO

SERRADO
 TRANSICIONAL SERRADO
 SERRADO
 TRANSICIONAL SERRADO

ABRUPTO
 SERRADO
 TRANSICIONAL

ABRUPTO
 SERRADO
 ABRUPTO

ABRUPTO
 SERRADO
 ABRUPTO

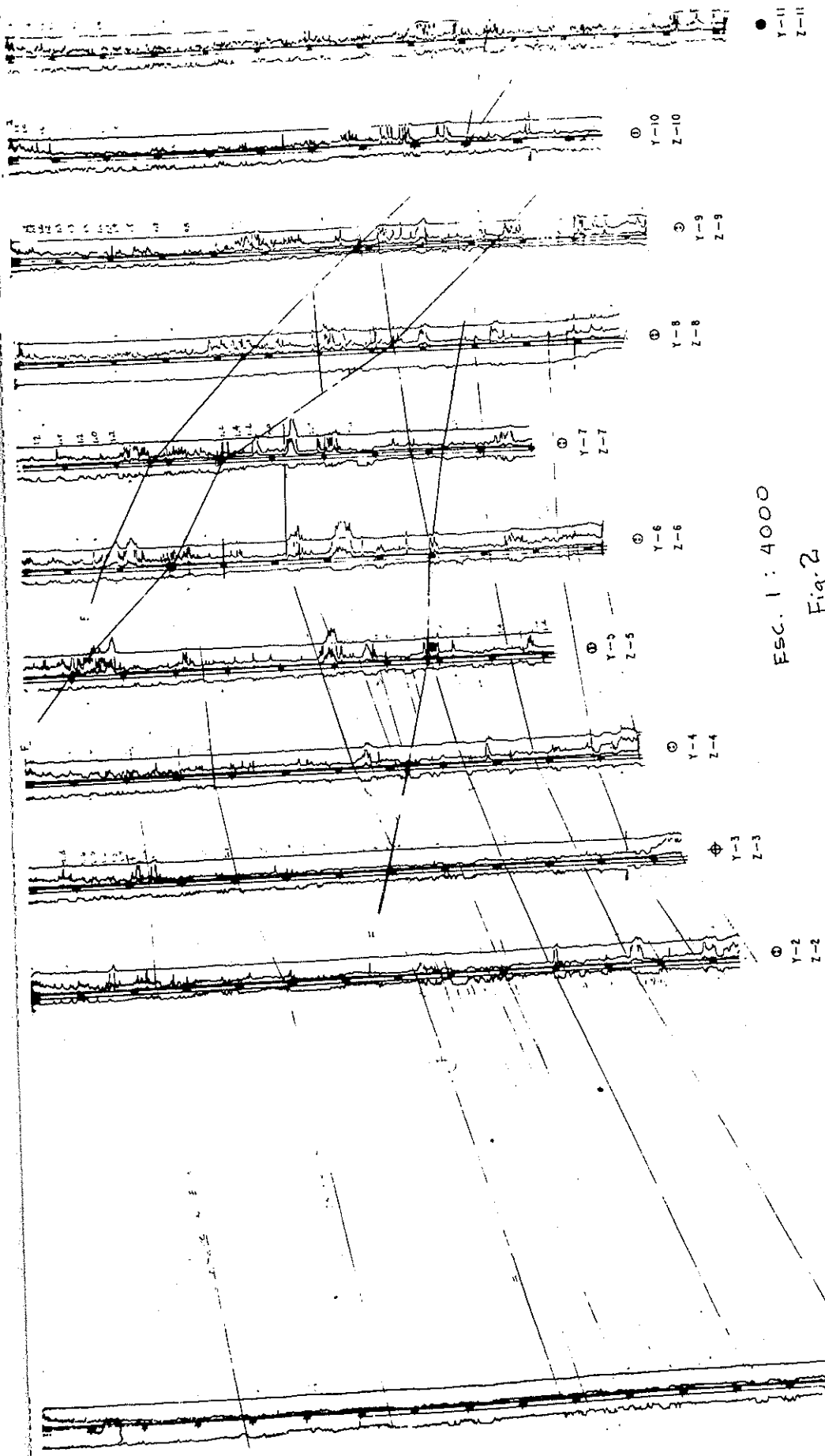
PRO-DELTA MODIFICADO
 ABRUPTO
 LISO
 TRANSICIONAL SERRADO

SARRA MARINA

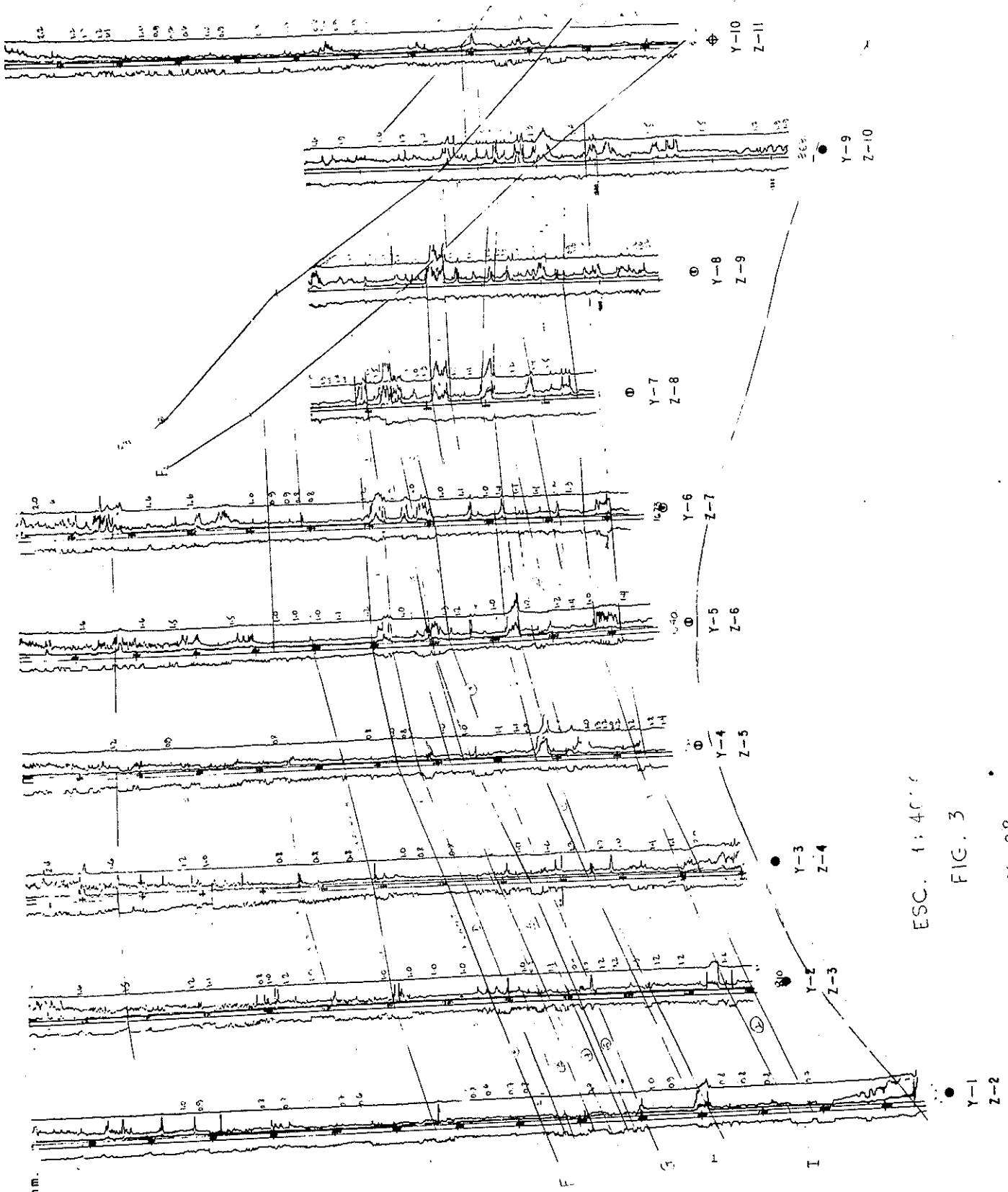
Reproducido de:

S SAITTA B. - 1968

FIGURA Nº 1



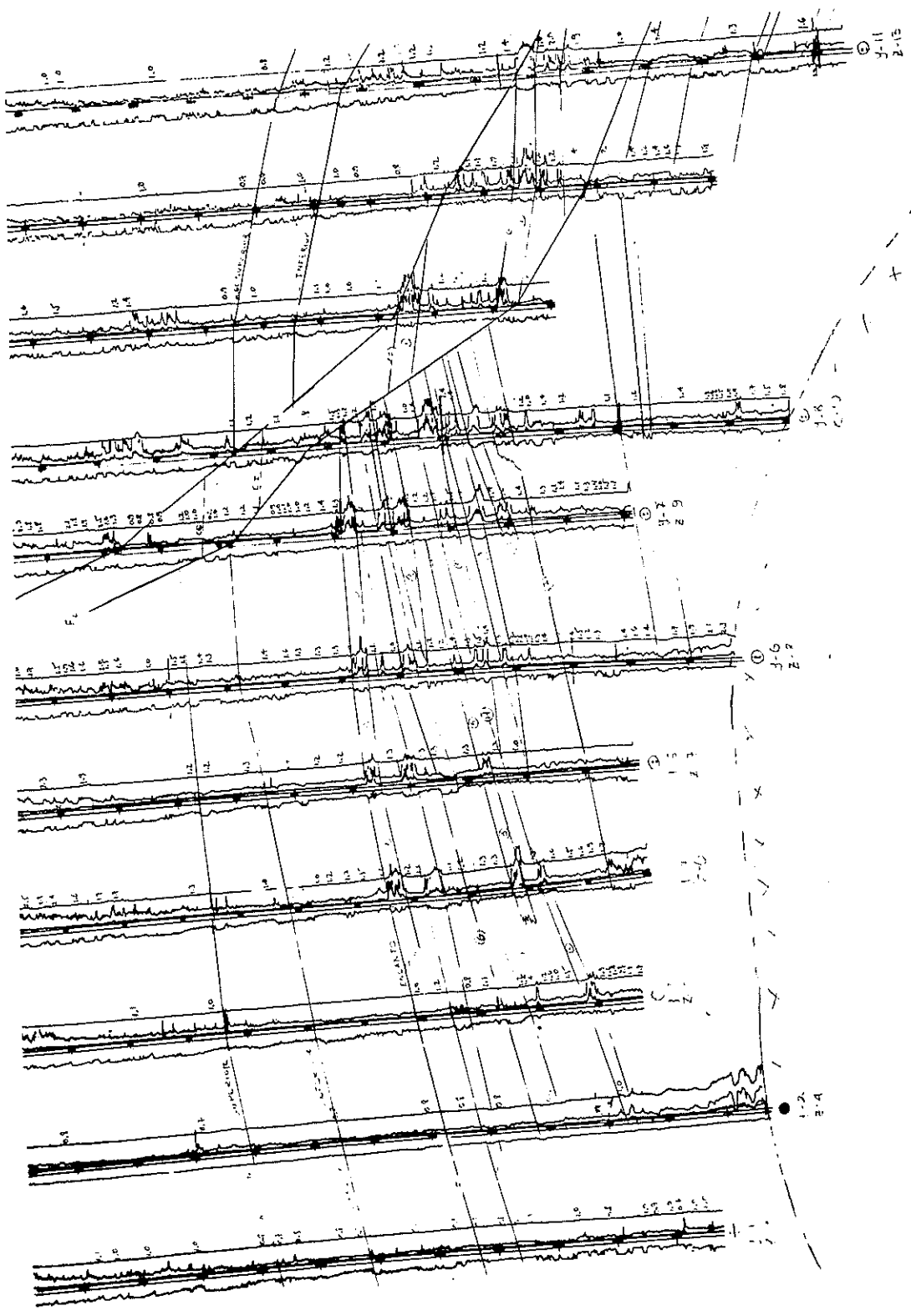
N.R. 500.00 m/nm.



ESC. 1:4000

FIG. 3

X-22

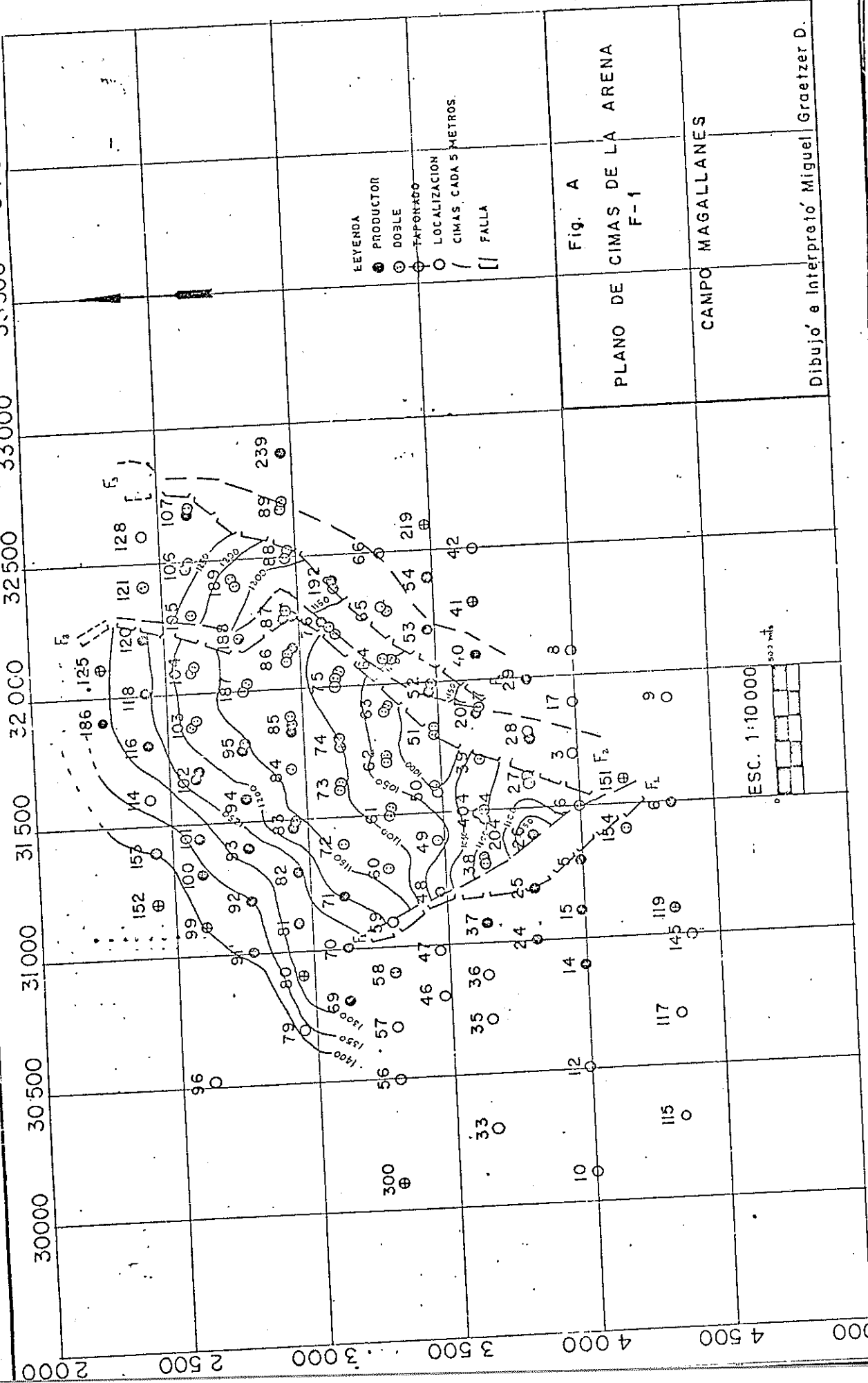


ESC 1:4000

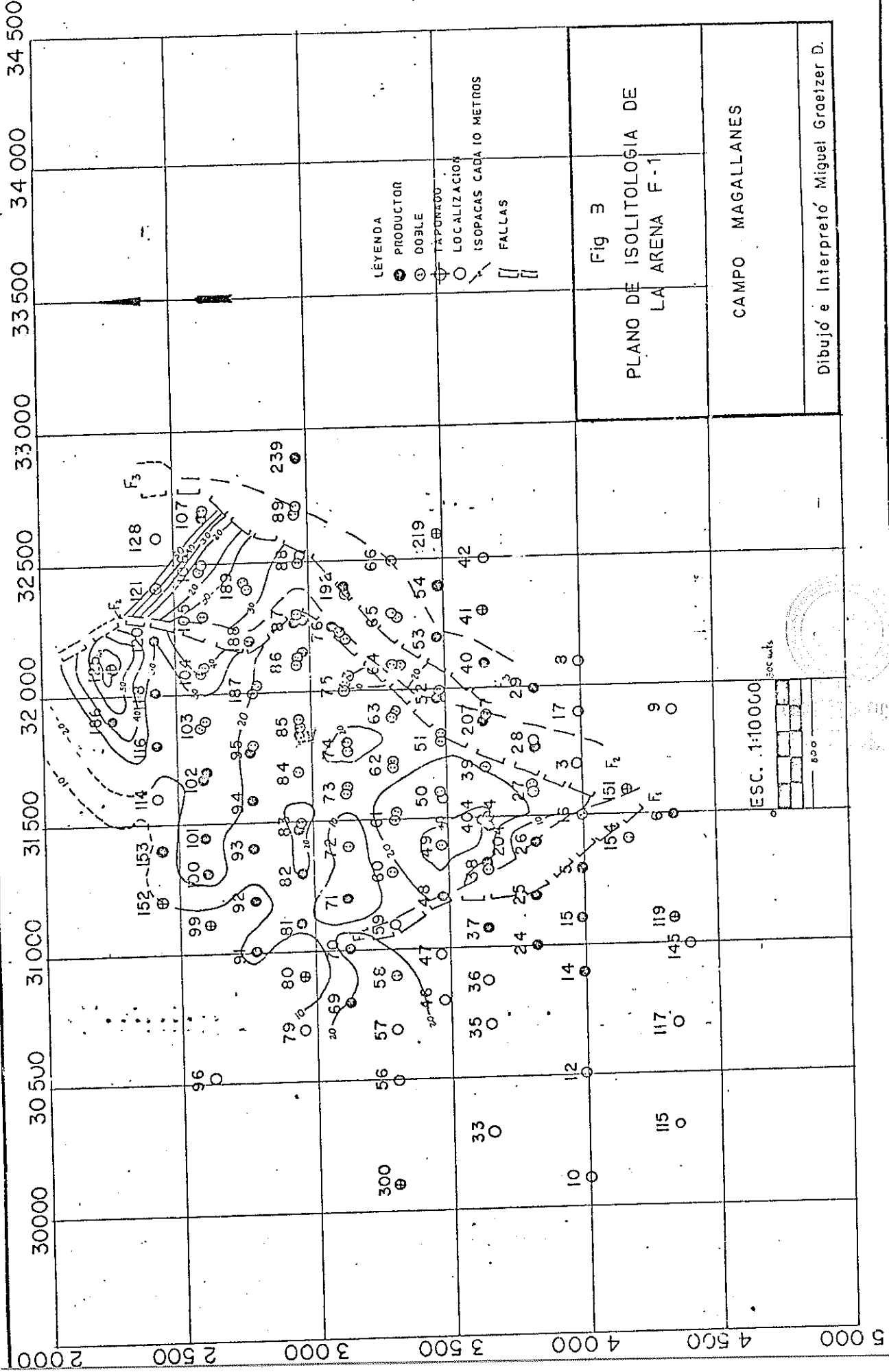
FIG. 4

X-2"

30000 30500 31000 31500 32000 32500 33000 33500 34000 34500



2000
2500
3000
3500
4000
4500



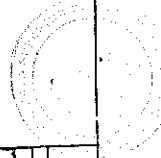
LÉYENDA
 ● PRODUCTOR
 ○ OOBLE
 ⊕ PUNTO
 ○ LOCALIZACION
 --- ISOPACAS CADA 10 METROS
 // FALLAS

Fig 3
 PLANO DE ISOLITOLOGIA DE
 LA ARENA F-1

CAMPO MAGALLANES

Dibujó e Interpretó Miguel Graeizer D.

ESC. 1:10000



30000 30500 31000 31500 32000 32500 33000 33500 34000 34500

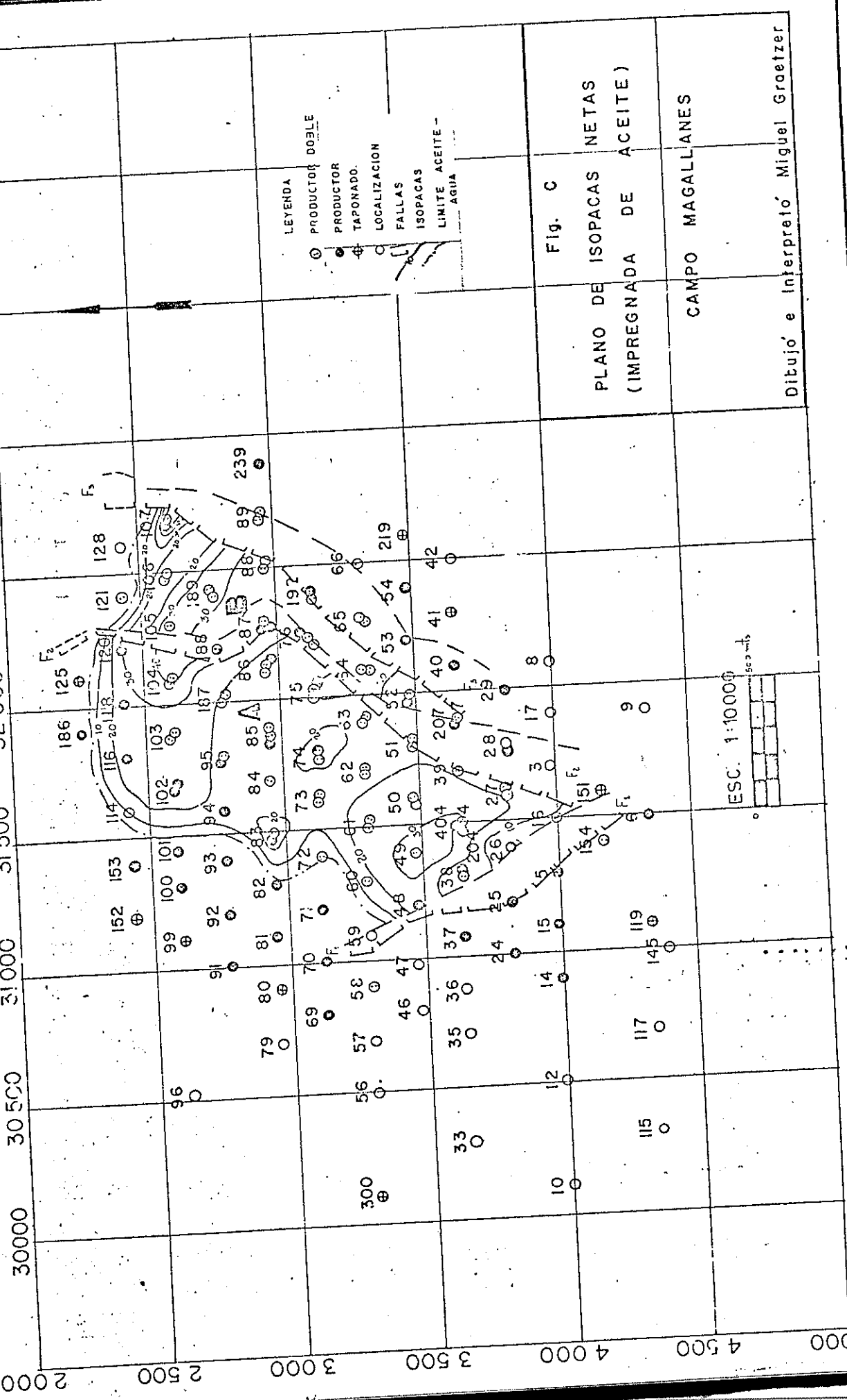


Fig. C
 PLANO DE ISOPACAS NETAS
 (IMPREGNADA DE ACEITE)
 CAMPO MAGALLANES
 Dibujo e Interpretado Miguel Groetzer

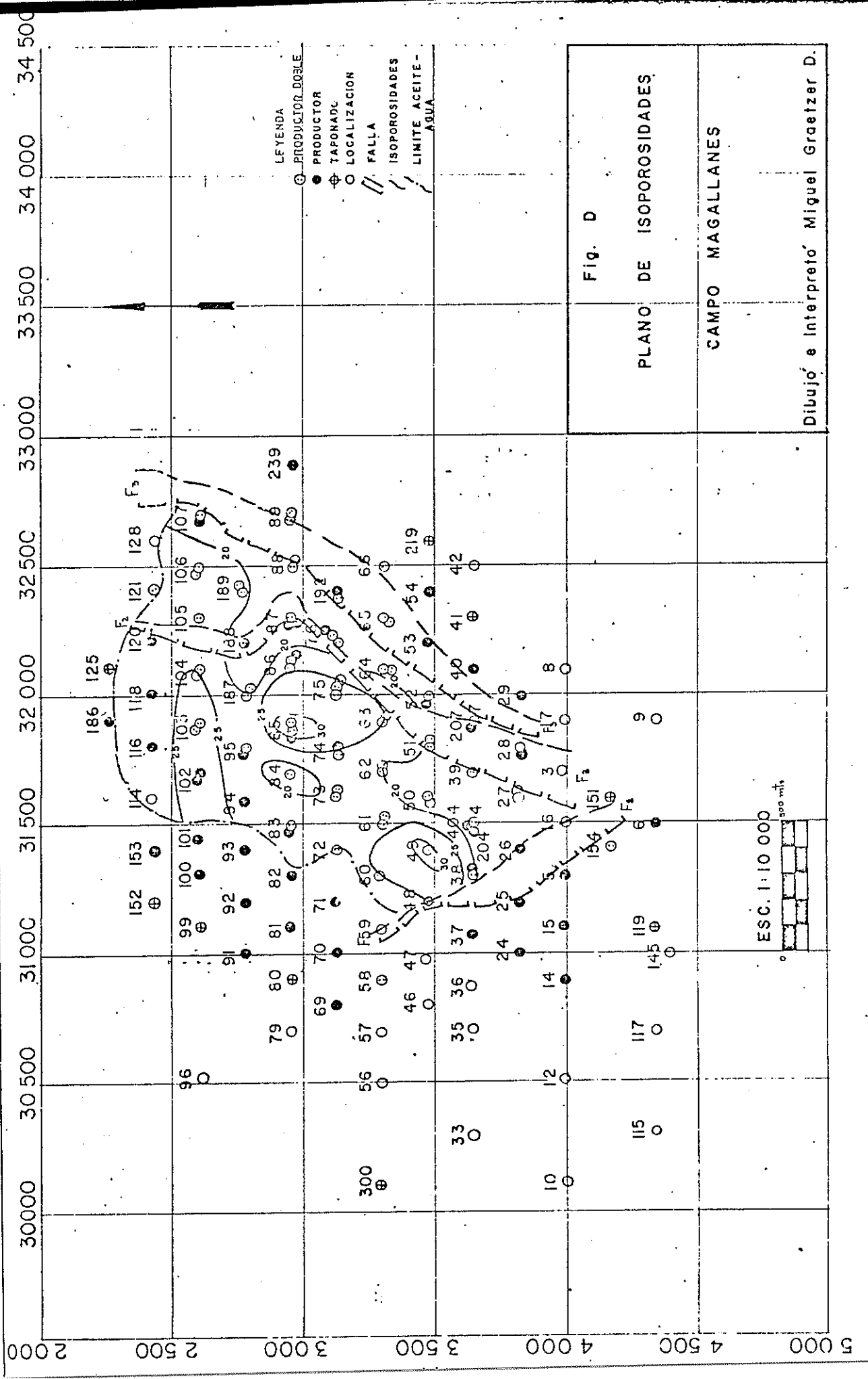


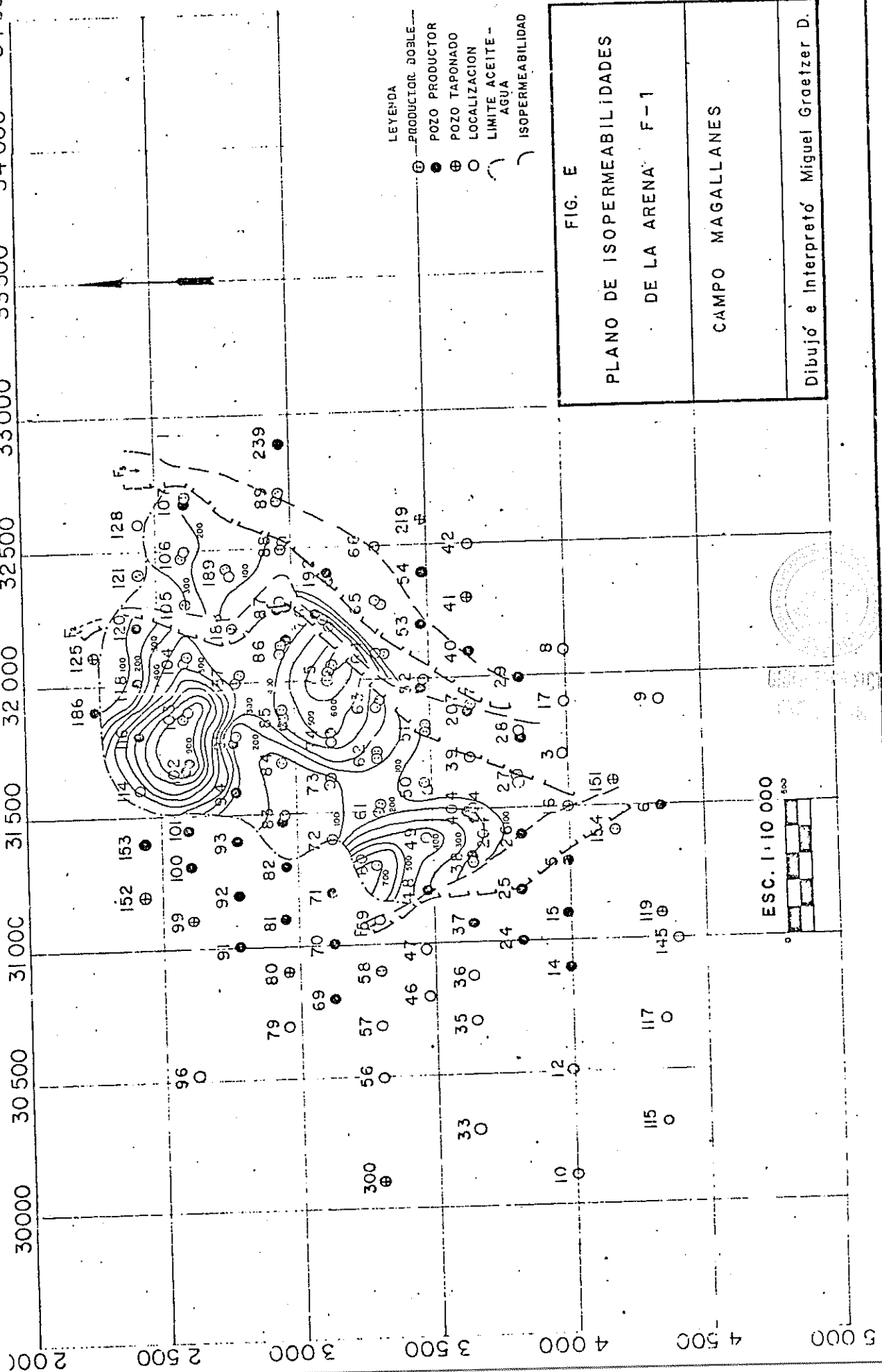
Fig. D

PLANO DE ISOPROSIDADES

CAMPO MAGALLANES

Dibujo e Interpretación Miguel Graetzer D.

30000 30500 31000 31500 32000 32500 33000 33500 34000 34500



- LEYENDA
- POZO PRODUCTOR
 - ⊕ POZO TAPONADO
 - LOCALIZACION
 - LIMITE ACEITE - AGUA
 - ISOPERMEABILIDAD

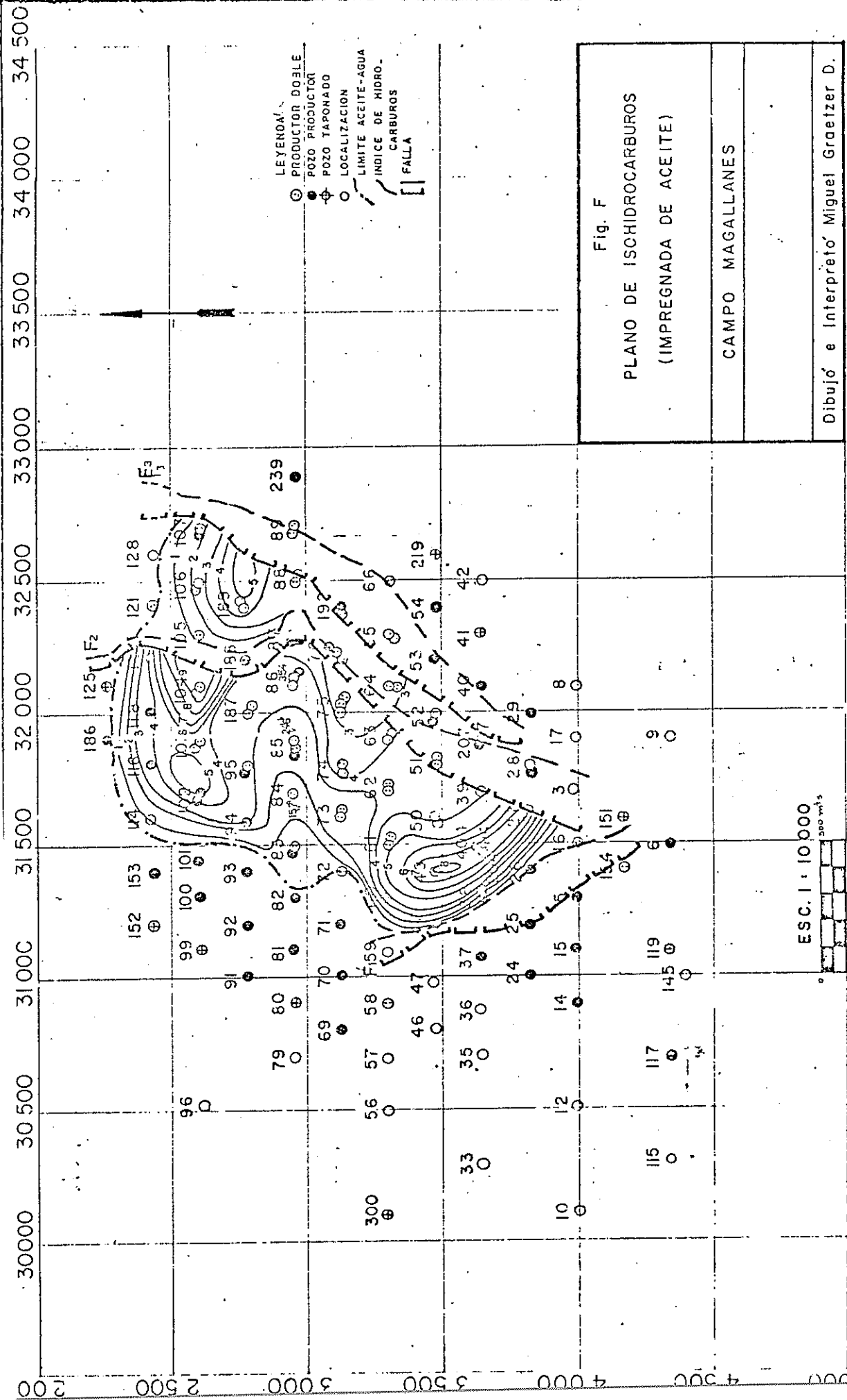
FIG. E

PLANO DE ISOPERMEABILIDADES
DE LA ARENA F-1

CAMPO MAGALLANES

Dibujó e Interpretó Miguel Graetzer D.

ESC. 1:10 000



LEYENDA:
 ○ PRODUCTOR DOBLE
 ● POZO PRODUCTOR
 ⊕ POZO TAPONADO
 ○ LOCALIZACION
 - - - LIMITE ACEITE-AGUA
 - - - INDICE DE HIDROCARBUROS
 [] FALLA

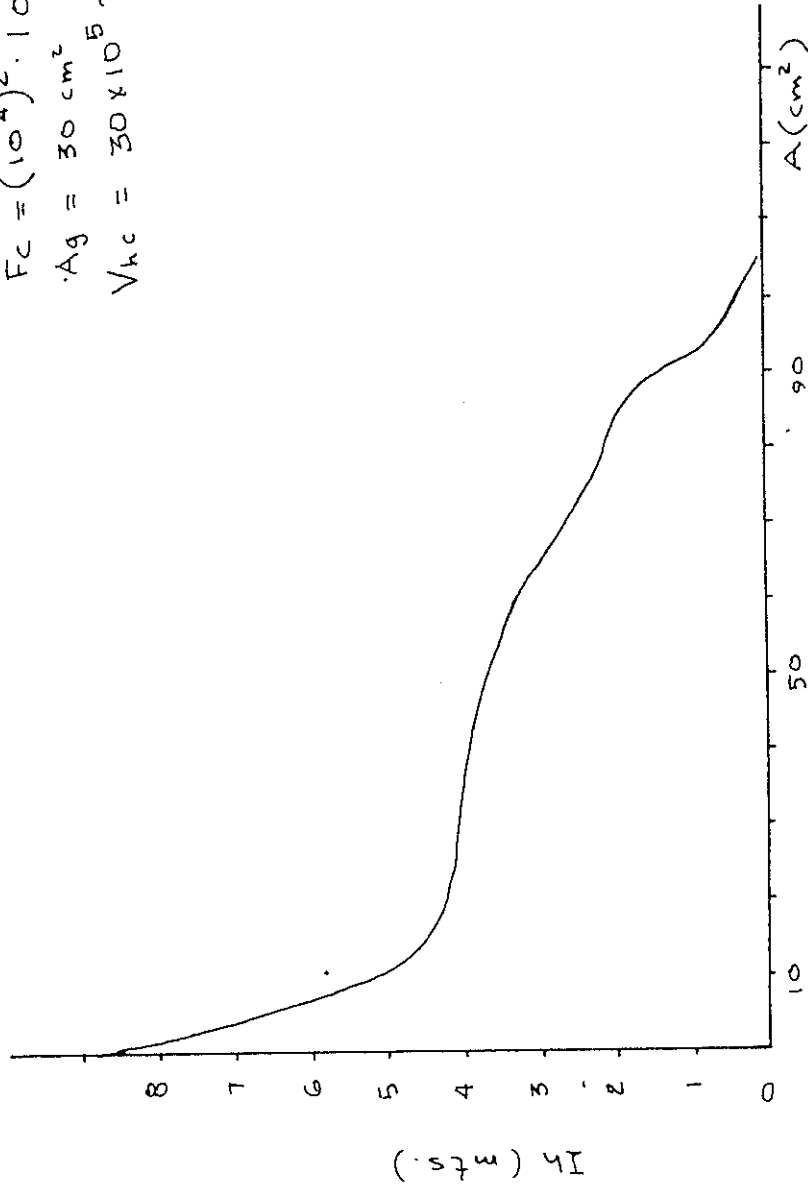
Fig. F
 PLANO DE ISCHIDROCARBUROS
 (IMPREGNADA DE ACEITE)
 CAMPO MAGALLANES
 Dibujo e Interpretó Miguel Graetzer D.

ESC. 1 : 10 000
 300 mts

DE LA PARTE OCCIDENTAL "A"

Fig. G

$$V_{hc} = A_g \cdot F_c$$
$$F_c = (10^4)^2 \cdot 10 \cdot 100$$
$$A_g = 30 \text{ cm}^2$$
$$V_{hc} = 30 \times 10^5 \text{ mts}^3$$

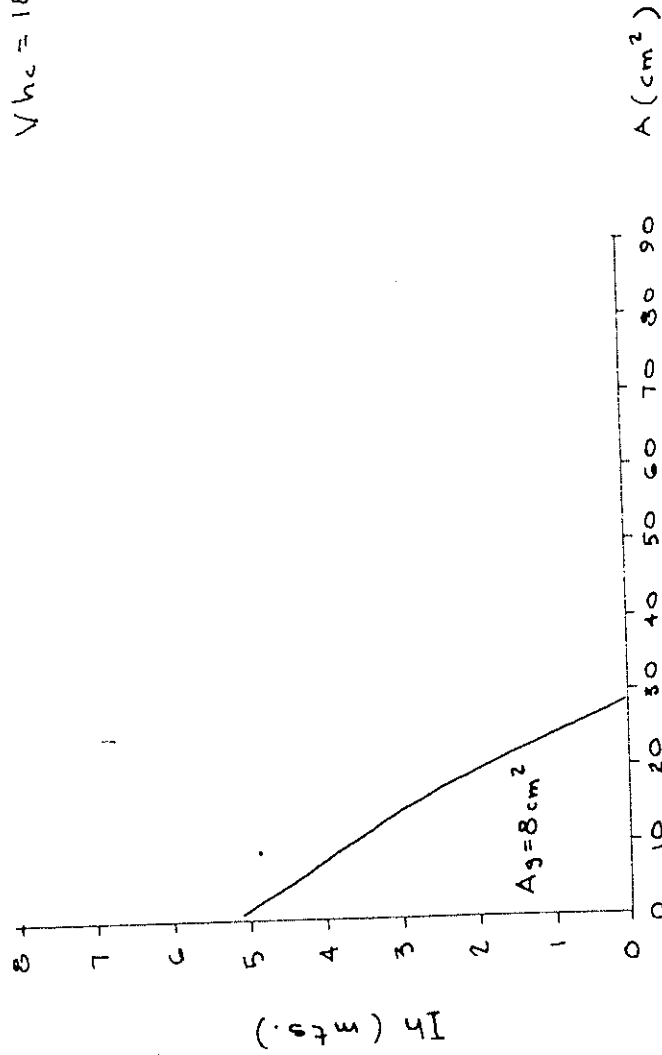


V_{hc} = VOLUMEN TOTAL DE HIDROCARBUROS
 F_c = FACTOR DE CORRECCION.

DIB. Y CALC. MIGUEL GRAETZER D.

Fig. H

$$\begin{aligned} V_{hc} &= A_g \cdot F_c \\ F_c &= (10^4)^2 \cdot M_x \cdot M_y \\ F_c &= (10^4)^2 \cdot 10 \times 100 = 10'' \\ A_g &= 8 \text{ cm}^2 \\ V_{hc} &= 18 \times 10'' \text{ cm}^3 = 8 \times 10^5 \text{ m}^3 \end{aligned}$$



V_{hc} = VOLUMEN TOTAL DE HIDROCARBUROS.
 F_c = FACTOR DE CORRECCION.

DIB. Y CALC. MIGUEL GRABETZER D.

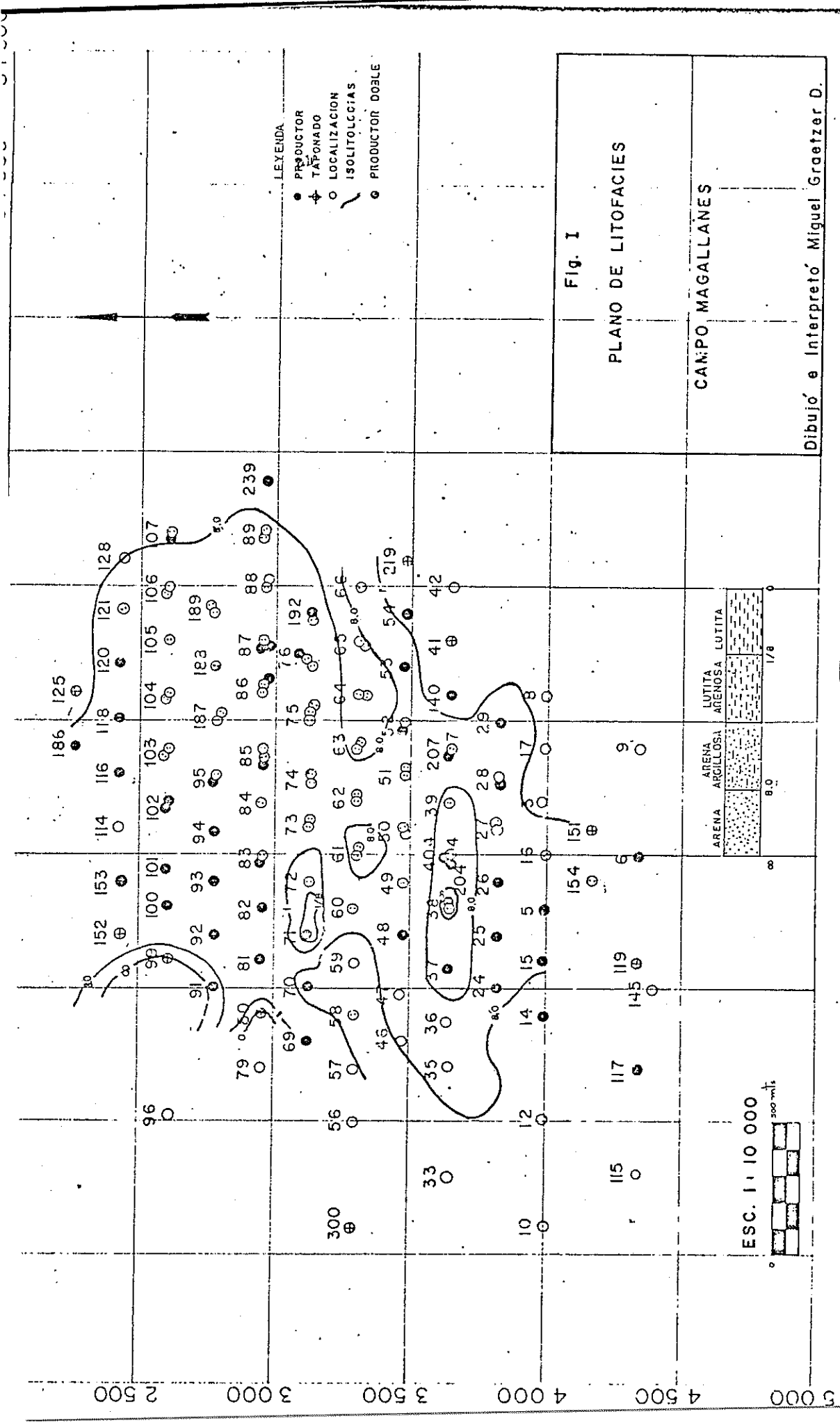
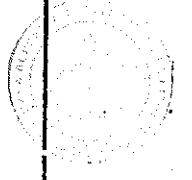


Fig. I
 PLANO DE LITOFACIES
 CAMPO MAGALLANES
 Dibujo e Interpretación Miguel Graetzer D.



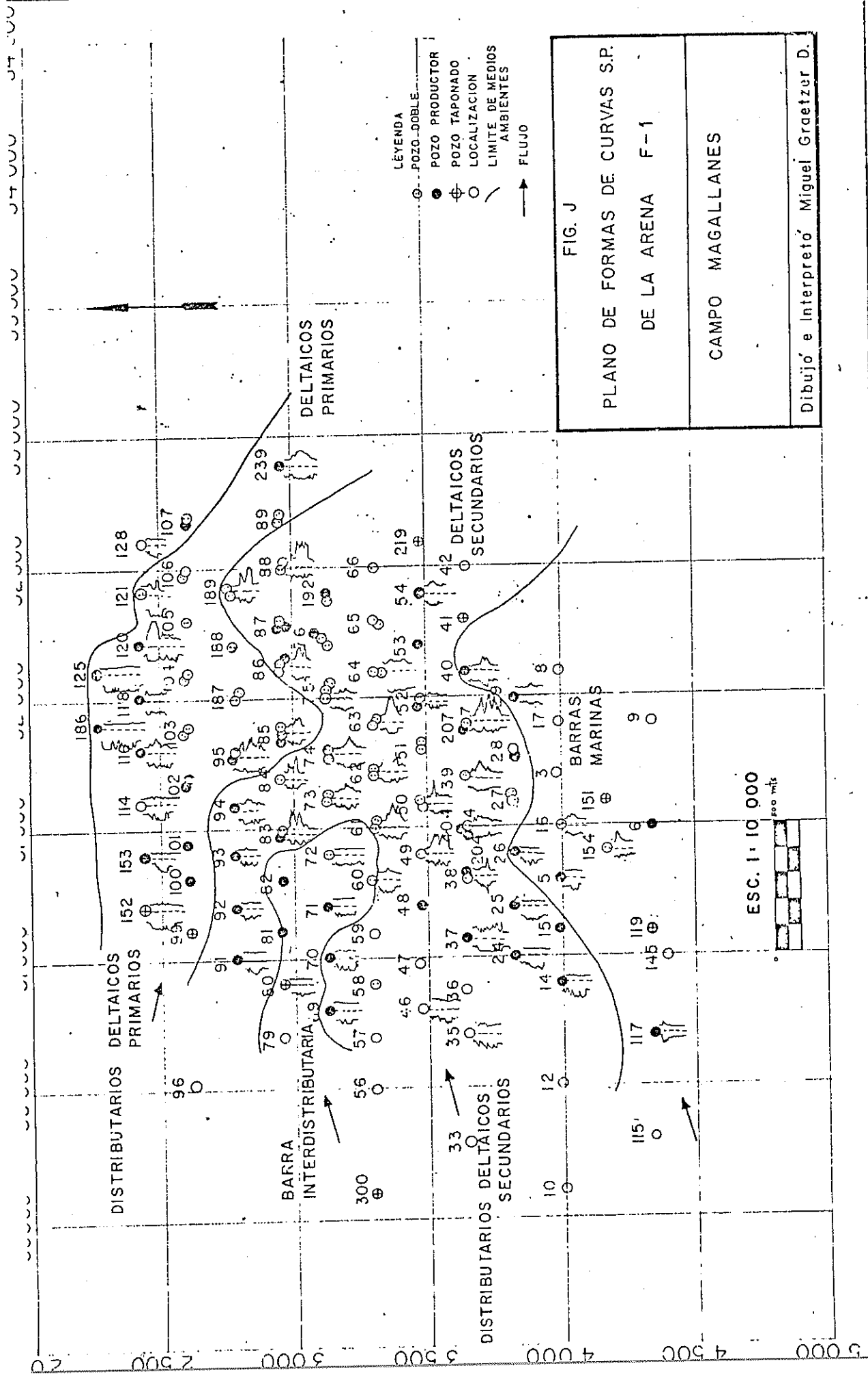


FIG. J

PLANO DE FORMAS DE CURVAS S.P.
DE LA ARENA F-1

CAMPO MAGALLANES

Dibujo e Interpretó Miguel Graetzer D.

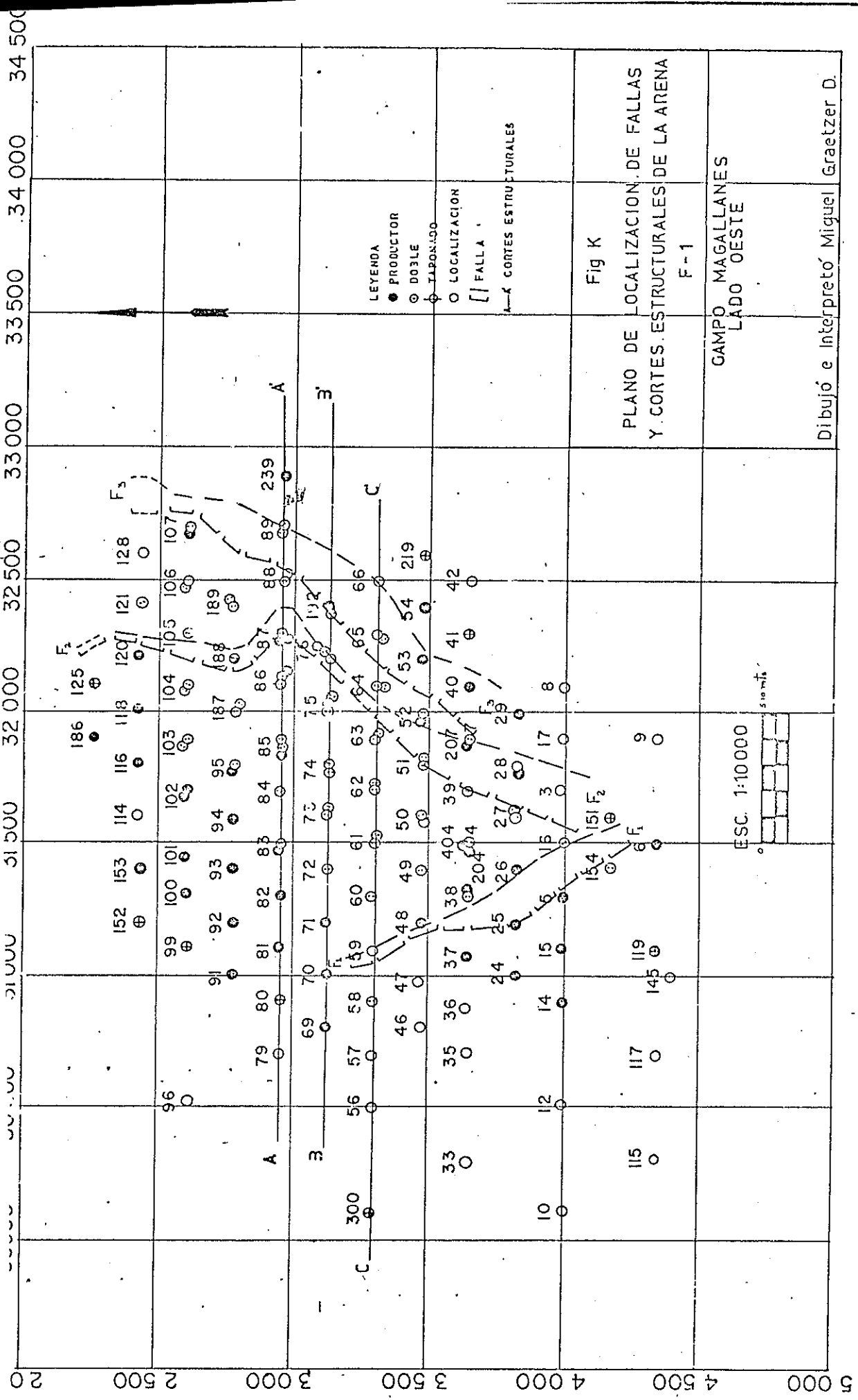


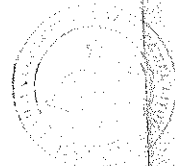
Fig K
 PLANO DE LOCALIZACION DE FALLAS
 Y CORTES ESTRUCTURALES DE LA ARENA
 F-1
 CAMPO MAGALLANES
 LADO OESTE
 Dibujó e Interpretó Miguel Graetzer D.

ESC. 1:10000

TABLA #1

No. POZO	CIMA MBNM	BASE MBNM	ESPESOR PIEDO (mm)	POROSIDAD (p/p)	SATURACION (%)	PERMEABILIDAD (md)	CAPACIDAD (K/h)	Indice de Hidrocarburos (Ih)	% ARENA	% LOMITA	arena/ lomita
3	1.164	1.184	4	-	-	-	-	-	20.	80	0.25
7	1.090	1.125	25	0.18	0.15	35	875	4.80	71.42	26.58	2.5
14	1.191	1.211	19	-	-	-	-	-	95.	5.	19.
16	1.131	1.144	10	-	-	-	-	-	76.92	23.08	3.33
24	1.211	1.238	22	-	-	-	-	-	81.48	18.52	4.40
25	1.108	1.132	16	-	-	-	-	-	66.66	33.34	2.00
26	1.035	1.045	6	-	-	-	-	-	60.00	40.	1.5
27	1.147	1.166	16	-	-	-	-	-	84.21	15.79	5.33
28	1.024	1.053	19	-	-	-	-	-	65.52	34.48	1.9
29	1.185	1.207	17	0.17	0.31	16	272	1.95	77.27	22.73	3.4
35	1.334	1.363	21	-	-	-	-	-	53.84	46.16	1.16
38	1.142	1.158	16	-	-	-	-	-	100.00	0	∞
39	1.083	1.104	19	-	-	-	-	-	90.47	9.53	9.5
MBNM	ALTURA EN METROS SOBRE LA MESA ROTARIA.										

N ^o POZO	CIMA MBNM	BASE MBNM	ESPEZOR NETO (m)	POROSIDAD (%)	SATURACION (%)	PERMEABILIDAD (md)	CAPACIDAD (Kh)	INDICE DE HIDROCARBUROS (Ih)	% ARENA	% LUTITA	Rarena/ Rlutita
66	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	No llega a Encanto
70	1.277	1.304	25	-	-	-	-	-	92.59	7.41	12.5
71	1.200	1.245	0	-	-	-	-	-	0	100.0	0
72	1.135	1.175	6	-	-	-	-	-	15	85.	0.17
73	1.106	1.130	17	0.21	0.27	94	1.589	2.61	65.4	34.6	1.89
74	1.101	1.126	21	0.26	0.20	520	10.920	4.37	84.0	16.0	4.20
75	1.085	1.100	10	0.27	0.16	700	7.000	2.27	66.67	33.33	2.00
76	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Por falla.
80	1.322	1.360	0	-	-	-	-	-	0	100	0
81	1.291	1.306	13	-	-	-	-	-	86.66	13.34	6.5
82	1.252	1.280	20	-	-	-	-	-	71.43	28.57	2.5
83	1.155	1.182	21	-	-	-	-	-	77.7	22.3	3.5
84	1.124	1.140	12	0.18	0.27	27	324	1.59	75.0	25.0	3.0



BOGOTÁ
COLOMBIA

No. Pozo	CIMA MBNM	BASE MBNM	Espesor Neto (m)	Porosidad (%)	Saturación (%)	Permeabilidad (md)	Capacidad Kh	Indice de Hidro- carburos (Ih)	% Arena	% Lutita	arena/ Lutita
85	1.119	1.145	17	0.32	0.13	434	7.378	2.46	65.38	34.62	1.89
86	1.102	1.113	19	0.24	0.48	382	7.268	3.54	61.29	38.71	1.58
87	1.122	1.133	9	-	-	-	-	-	81.82	18.18	4.5
88	1.238	1.275	21	0.18	0.12	27	5.76	3.33	56.75	43.25	1.31
91	1.395	1.407	12	-	-	-	-	-	100.	0	∞
92	1.350	1.364	8	-	-	-	-	-	57.14	42.86	1.33
93	1.280	1.299	13	-	-	-	-	-	68.42	31.58	2.17
94	1.210	1.236	19	0.23	0.28	200	3.800	3.15	73.0	27.0	2.71
95	1.156	1.180	19	0.22	0.20	147	2.793	3.14	79.16	20.84	3.9
99	1.396	1.400	4	-	-	-	-	-	100	0	∞
100	1.360	1.395	27	-	-	-	-	-	77.14	22.86	3.37
101	1.332	1.361	24	-	-	-	-	-	82.7	17.3	4.8
102	1.216	1.255	24	0.27	0.25	997	23.928	5.39	61.54	38.46	1.6

N.º POZO	CIMA mBMM	BASE mBMM	Espesor neto (m)	Porosidad (%)	Saturación (%)	Permeabilidad (md)	Capacidad (kh)	Índice de Hidro carburos (IH)	% ARENA	% LUTITA	arena/ lutita.
103	1.188	1.214	22	0.28	0.32	950	20.900	4.19	84.61	15.39	5.5
104	1.165	1.214	42	0.25	0.14	495	20.790	9.22	85.71	14.29	6.0
105	1.246	1.297	35	-	-	-	-	-	68.62	31.38	2.19
106	1.269	1.298	17	0.22	0.23	222	3.774	2.7	58.62	41.38	1.41
107	1.291	1.352	56	-	-	-	-	-	91.80	8.20	11.2
114	1.340	1.362	18	-	100	-	-	-	56.25	43.75	1.28
116	1.268	1.302	28	-	-	-	-	-	82.35	17.64	4.66
118	1.259	1.296	23	0.21	0.24	102	2.346	3.53	62.16	37.84	1.64
120	1.254	1.292	30	0.22	0.29	165	4.950	4.77	79.0	21.0	3.75
125	1.308	1.370	62	-	-	-	-	-	100	0	∞
188	1.204	1.323	13	0.18	0.25	30	4.90	0.86	68.42	31.58	2.17
189	1.197	1.241	34	0.21	0.16	127	4.318	4.90	77.27	22.73	3.4
239	1.472	1.506	30	0.25	0.18	380	11.400	6.15	83.33	16.67	5.0



INSTITUTO TECNOLÓGICO DE MÉXICO

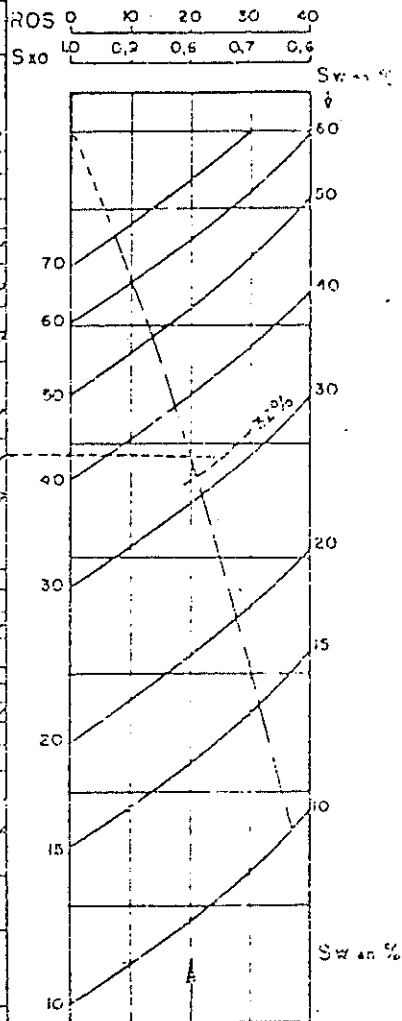
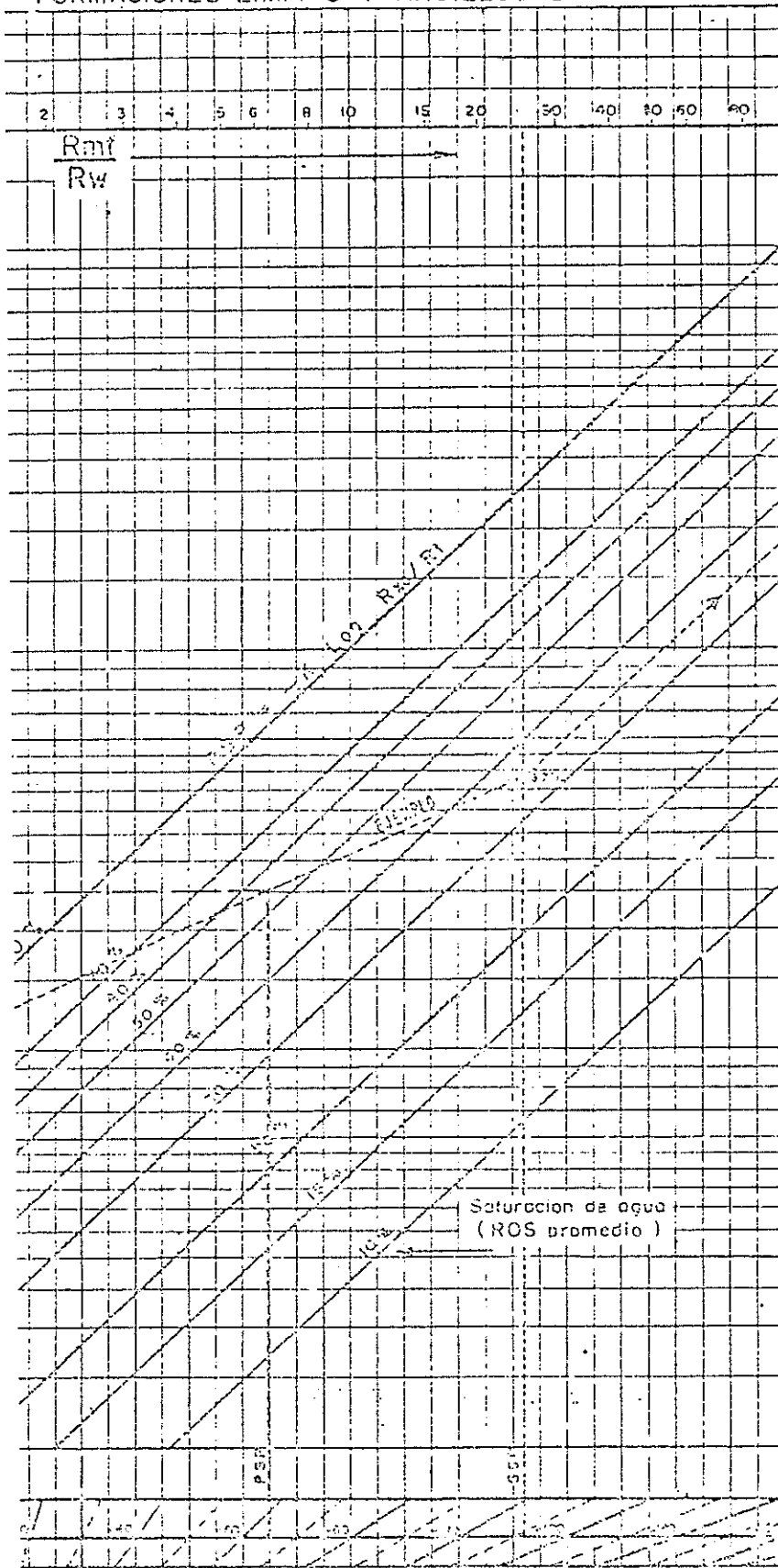
COLUMNA ESTRATIGRAFICA DEL AREA ESTUDIADA

TABLA # 2

EPOCA	EPOCA	FORMACION
Actual	Reciente	Arenas de dunas y aluvión
cuaternario	Pleistoceno	Gravillas y Ceniza volcánica
Mioceno	Superior	Cedral
		Aguequezquite (Discordancia)
	Medio	Paraje Solo
		Filisola
	Inferior	Concepción Superior
		Concepción Inferior
		Encanto
Oligoceno	Superior	Anhidrita
	Inferior	
Eoceno		

DETERMINACION DE LA SATURACION (SW)

FORMACIONES LIMPIAS Y ARCILLOSAS



Corrección de Sw cuando se conoce ROS

Ejemplo:
 $R_{mf}/R_w = 2.5$
 $PSP = -65$
 $SSP = -112, 6$
 $R_{mf}/R_w = 25$
 Sw aparente = 25%
 Sw verdadera = 37%
 $(ROS = 15\%)$

Nota: El valor promedio supuesto de ROS (en la línea o rayo arriba) corresponde a:
 $S_{xo} = V_s$

Referencia: Fig 5
 "A Contribution to Electrical Log Interpretations in Shaly Sands"
 - Poupon, Ley, Trépo

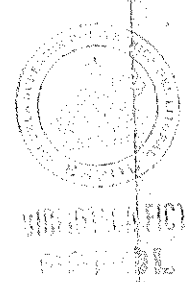
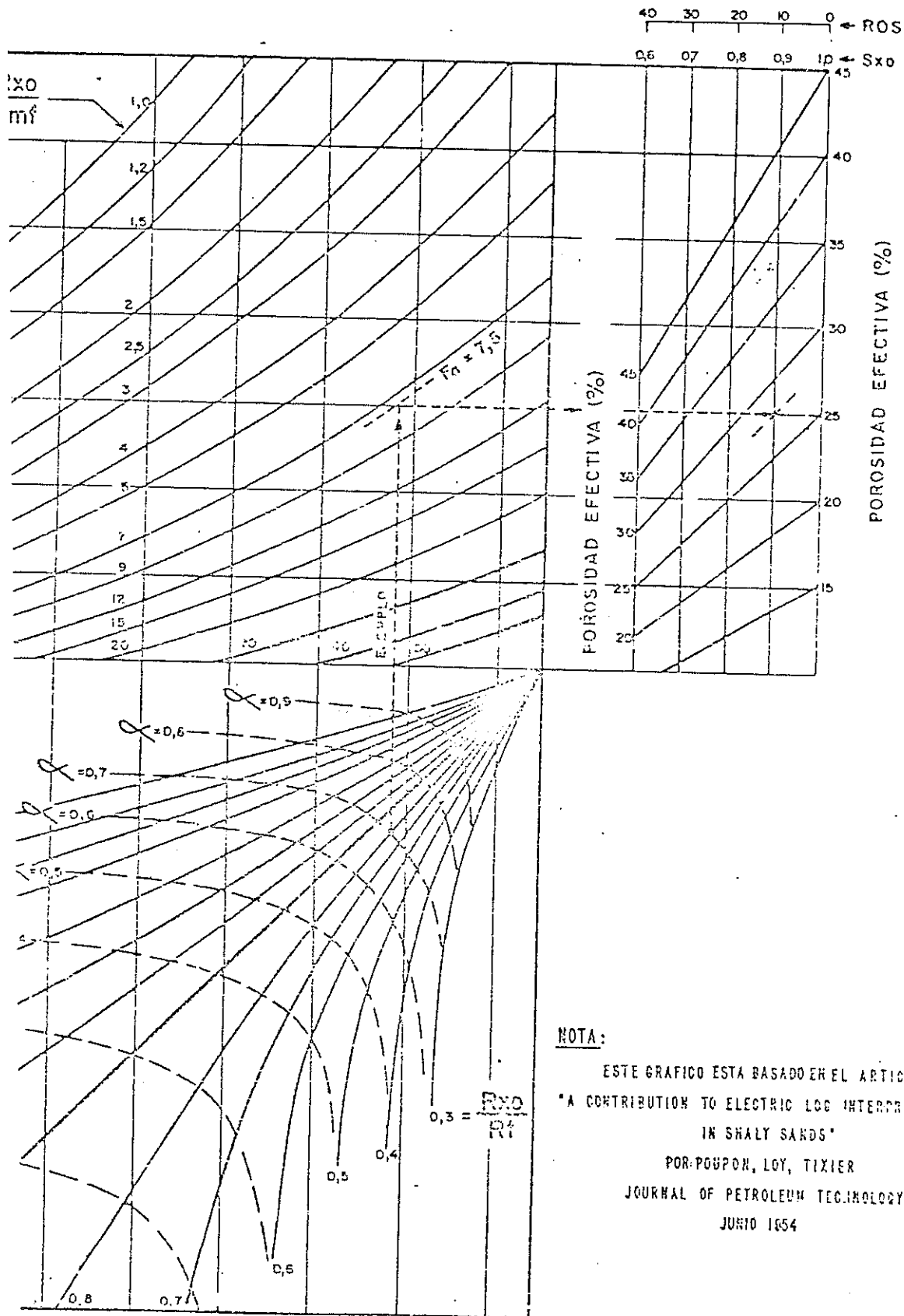
PSP →
 SSP →

DETERMINACION DE LA POROSIDAD

— ARENISCAS ARCILLOSAS —

SCHLUMBERGER

AGOSTO 1955



NOTA:

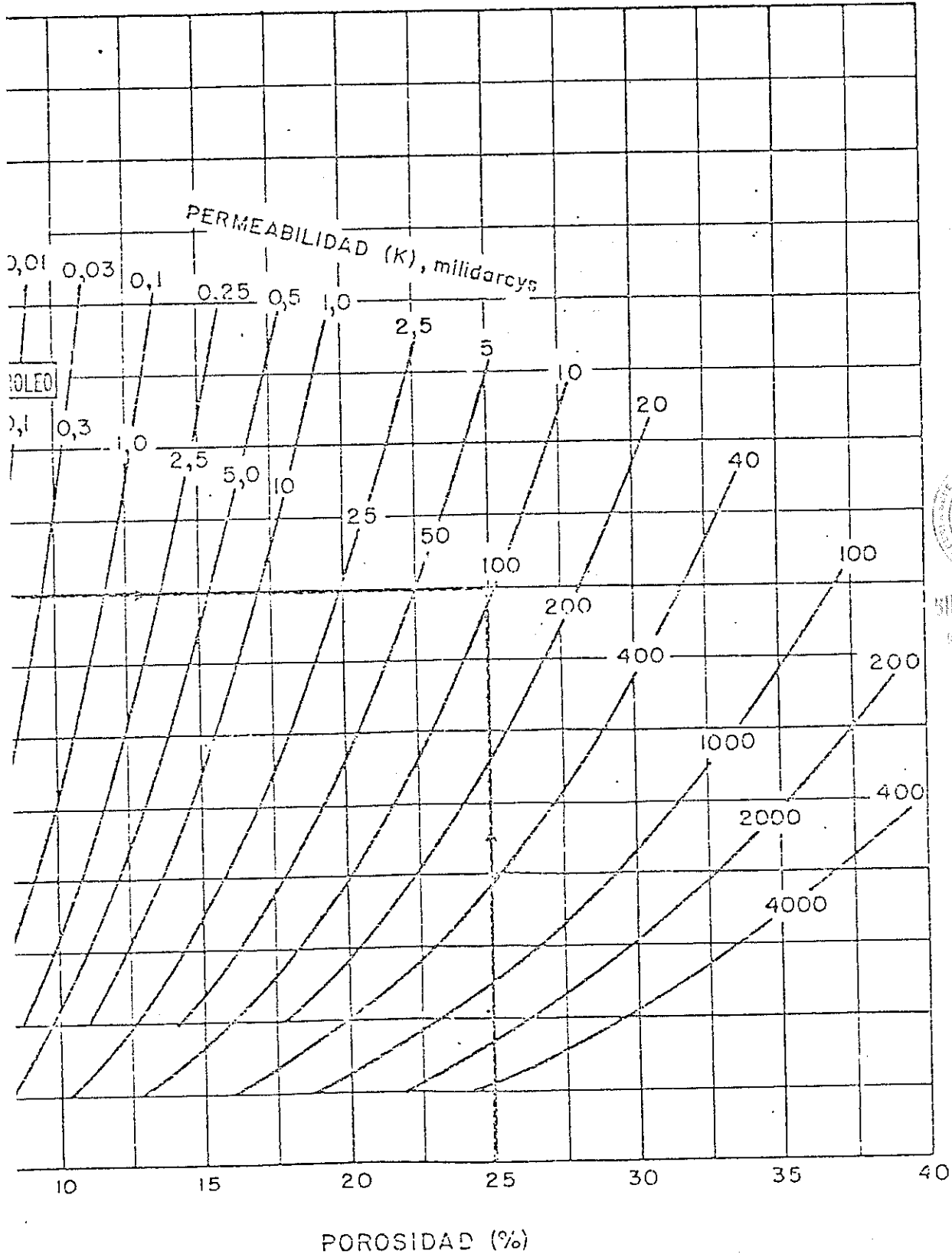
ESTE GRAFICO ESTA BASADO EN EL ARTICULO:
 "A CONTRIBUTION TO ELECTRIC LOG INTERPRETATIONS
 IN SHALY SANDS"
 POR: POUPON, LOY, TIXIER
 JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY
 JUNIO 1954

DETERMINACION DE LA PERMEABILIDAD

— ARENISCAS PETROLIFERAS Y GASIFERAS —



OCTUBRE 1962



INSTITUTO TECNOLÓGICO Y DE ESTUDIOS SUPERIORES DE OCCIDENTE
I.T.E.S.O.