



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

T
622.2
MOR

INGRESADO A INVENTARIO CON
ORD. No. 71-111

CALCULO DEL PETROLEO ORIGINAL IN SITU DE UNA
ESTRUCTURA REAL POR DIFERENTES METODOS Y ANALISIS
COMPARATIVOS DE LOS MISMOS

TESIS DE GRADO

QUE PARA OPTAR EL TITULO DE:

INGENIERO DE PETROLEOS

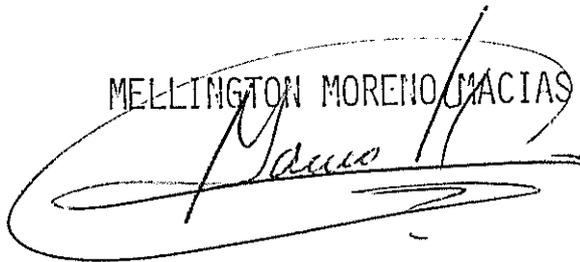
PRESENTA:

MELLINGTON MORENO MACIAS

CALCULO DEL PETROLEO ORIGINAL IN SITU DE UNA
ESTRUCTURA REAL POR DIFERENTES METODOS Y ANALISIS
COMPARATIVOS DE LOS MISMOS

POR:

MELLINGTON MORENO MACIAS

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Mellington', written over the printed name. The signature is enclosed within a large, loopy circular flourish.

DIRECTOR DE TESIS:

ING. RICARDO GALLEGOS O.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Ricardo Gallegos', written over the printed name. The signature is enclosed within a large, loopy circular flourish.

Tribunal

Examinador

[Handwritten signature]

Declaro que: hechos, ideas y doctrinas expuestas en esta Tesis de Grado son - de mi exclusiva responsabilidad y que el patrimonio Intelectual de la misma corresponde a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL.

Mellington Moreno Macías

A mis padres:

SR. ILDEFONSO MORENO ESCALANTE

SRA. ISOLINA MACIAS DE MORENO

Como pequeña retribución a sus
grandes y nobles esfuerzos por
darme una profesión.

A mi Esposa:

SRA. MARIA EMILIA YEPEZ DE MORENO
presente hoy, más que nunca en mi
memoria con todo Amor.

A mi Hijo:

MELLINGTON FABRIZZIO MORENO YEPEZ

A mis Hermanos:

MAURICIO

MILTON

MADISON

MARCOS

MILDRED

MARTHA

Como un estímulo

Al Señor Ing.

RICARDO GALLEGOS ORTA, Subdirector
del Departamento de Ingeniería de
Geología, Minas y Petróleos de la
Escuela Superior Politécnica del
Litoral, que con sus sugerencias y
orientaciones contribuyó en forma
acertada a la culminación de esta
TESIS.

A mis Maestros y Compañeros
de generación, mis más sin-
ceros reconocimientos.

A la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA
DEL LITORAL.

AL DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE
GEOLOGIA, MINAS Y PETROLEOS.

AL CENTRO DE COMPUTACION DE LA
E.S.P.L.

A G R A D E C I M I E N T O :

AL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO, a
PETROLEOS MEXICANOS; Instituciones Estas que
me facilitaron datos y demás informaciones. -
Al personal técnico que labora en estas dos
Instituciones en el Departamento de Ingenie-
ría de Yacimientos, particularmente a los Se-
ñores Ingenieros ENRIQUE VENTURA VALENTIN y
ANTONIO MARTINEZ HERRERIA.

CONTENIDO

	Pág.
I. INTRODUCCION	1
II. RESUMEN	3
III. GENERALIDADES	5
3.1. Clasificación de Yacimientos	5
3.2. Delimitación de Yacimientos	8
IV. DATOS BASICOS	
4.1. Nivel de Referencia	11
4.2. Presiones estáticas al plano de Referencia	12
4.3. Presión media del Yacimiento	13
4.4. Análisis P.V.T.	14
4.5. Porosidad media de la formación y Saturación media del Agua	22
V. CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS	
5.1. Método de Isohidrocarburo	43
5.1.a Concepto de Isohidrocarburo	43
5.1.b Volumen original de Hidrocarburos	45
5.1.c Aplicación	47
5.2. Método de Isopacas	49
5.2.a Volumen de roca neto	50
5.2.b Volumen original de Hidrocarburos	53
5.2.c Aplicación	53
5.2.d Discusión	55

	Pág.
5.3. Método de Cimas y Bases	57
5.3.a Volumen total de roca	58
5.3.b Volumen original de Hidrocarburos	61
5.3.c Aplicación	61
5.3.d Discusión	62
5.4. Método de Balance Volumétrico	63
5.4.a Introducción	63
5.4.b Yacimientos Bajosaturados	65
5.4.c Aplicación	75
5.4.d Discusión	84
VI. APLICACION EN UN YACIMIENTO DEL ORIENTE ECUATORIANO	87
VII. CONCLUSIONES	90
VIII. NOMENCLATURA	93
IX. REFERENCIAS	96
X. APENDICE I	
Procedimiento Mecanizado para determinar <u>si</u> multáneamente la POROSIDAD y SATURACION <u>PRO</u> MEDIA del Yacimiento y el Índice de Hidrocarburos de cada Pozo.	
XI. APENDICE II	
Factores de conversión empleados	

LISTA DE TABLAS

1. *Relación de Pozos*
2. *Presión referida al Plano de Referencia*
3. *Presión Media del Yacimiento*
4. *Volumen de Roca vs. Profundidad*
5. *Datos del Levantamiento de Presión*
6. *Contacto AGUA-PETROLEO. Corte A - B.*
7. *Historia de Explotación*
8. *Cálculo de N' para diferentes períodos*

LISTA DE PLANOS

1. *Configuración de la CIMA*
2. *Configuración del Contacto AGUA-PETROLEO*
3. *Plano ISOBARICO*
4. *Plano de ISOHIDROCARBUROS*
5. *Plano de ISOPACAS*
6. *Plano de ISOHIDROCARBUROS (Campo Oriente)*

LISTA DE FIGURAS

1. *Area vs. Profundidad (C.B.)*
2. *Volumen de Roca vs. Profundidad (P.R.)*
3. *Factor de Volumen de Aceite vs. Presión*

4. Relación Gas disuelto Petróleo vs Presión
5. Factor de Volumen de la Fase Gaseosa vs Presión
6. Viscosidad del Petróleo saturado vs Presión
7. Area vs I_h (Area probable)
8. Area vs I_h (Area probable)
9. Area vs Espesor
10. Corte Seccional del Contacto Agua-Petróleo, Dirección NW-SE.
 - 10-A. Corte Estructural, secciones $y = 4$; $y = 7$
 - 10-B. Corte Estructural, secciones $x = 6$; $x = 13$
11. Solubilidad del Gas Natural en Agua
12. Efecto del Gas Disuelto sobre la Compresibilidad del Agua.
13. I_h vs Area (Campo Oriente)
14. N' vs NP.

I. INTRODUCCION

A medida que se desarrolla la Industria petrolera, se ha visto en la necesidad de controlar adecuadamente la explotación de los yacimientos, a fin de obtener el máximo beneficio económico del mismo hasta que se decida abandonarlo por ser incosteable la producción de dicho yacimientoto.

Para aprovechar al máximo las riquezas naturales almacenadas en los yacimientos petrolíferos, se requiere por lo tanto, aplicar correctamente la Ingeniería de Yacimientos que comprende varias fases tales como el cálculo sobre el contenido original de Hidrocarburos y su fracción recuperable, suponiendo que se implantan diversos métodos de explotación.

Calcular las reservas de Hidrocarburos no significa aplicar mecánicamente distintos métodos para obtener un valor promedio de los resultados, sino obtener el valor más cercano al real. Dichos volúmenes representan valores estrictamente técnicos y no deben estar influenciados por actitudes conservadoras u optimistas por parte del que calcula.

Debe hacerse notar que los datos de las reservas de hidrocarburos no son fijos sino, que tienen un caracter dinámico debido a un ajuste continuo a medida que se cuenta con mayor información puesto que la exactitud de las reservas dependen de la calidad y cantidad de datos disponibles, su valor más cercano a la realidad, se obtendrá a medida que aumenta la vida productiva del yacimiento.

II. RESUMEN

El propósito llevado en este trabajo, es el de hacer un estudio comparativo de los diferentes Métodos existentes para calcular el volumen original de Hidrocarburos en un Yacimiento y, luego juzgar su exactitud con el objeto de aplicar las mejores técnicas requeridas para un mejor aprovechamiento de los Recursos Naturales.

Para el desarrollo de cada uno de los métodos empleados (se utilizaron cuatro métodos), se obtuvo la información de un Yacimiento Real, que para referencias en este trabajo lo denominaremos Manabí, con la finalidad de objetivar mejor los resultados y poder llegar a una conclusión más Real.

Métodos Volumétricos Directos e Indirectos se emplearon en el cálculo del Volumen Original de Hidrocarburos; entre los primeros tenemos el de ISOHIDROCARBUROS, el de ISO-PACAS y el de CIMAS y BASES, y entre los métodos Indirectos tenemos el de Balance de Materiales.

El Método Volumétrico de Isohidrocarburos, el cual se lo consideró uno de los más precisos además de las ventajas que ofrece, se lo aplicó para calcular el Volumen Original

de Hidrocarburos en un Yacimiento del Oriente Ecuatoriano al que previamente se había calculado dicho Volumen por otro Método.

El valor del Volumen de Hidrocarburos obtenido por el Método de Isohidrocarburos fue de 494'300.000 Bls a condiciones normales. Si comparamos este valor con el obtenido por el Método de Isopacas⁽²⁰⁾ el cual dió un valor de 448'424.316 Bls a condiciones normales, vemos que existe una concordancia entre los valores obtenidos por ambos métodos ya que su diferencia no es mayor de 9,29%.

Dado el número elevado de pozos en estudio, fue necesario el empleo de un procedimiento de cálculo Automatizado con la finalidad de dar más agilidad y ahorrar tiempo al aplicar cada uno de los Métodos. Este procedimiento se llevó a cabo, mediante la elaboración de un programa en lenguaje FORTRAN IV, el mismo que es procesado en la Computadora Digital IBM - 1130.

Para ver de una manera objetiva la aplicación de estos métodos, se presentan en el Apendice I, los diagramas de flujo correspondientes.

III. GENERALIDADES

3.1. CLASIFICACION DE YACIMIENTO

DEFINICION DE YACIMIENTO.- Un yacimiento de aceite y/o gas se define, como un cuerpo poroso permeable el cual contiene hidrocarburos los mismos que por efecto de gradientes de presión aplicados, pueden fluir a través del medio que los contienen.

3.1.1. Tipos de Yacimiento de acuerdo a condiciones geológicas (1)

- a) Por su litología los yacimientos son de tipo: sedimentario (principalmente), igneos y metamórficos (para casos excepcionales).
- b) Siendo la trampa un elemento geológico base e indispensable para la acumulación de Hidrocarburos, tenemos de acuerdo a este criterio los siguientes tipos de yacimientos: Estructurales, Estratigraficos, Mixtos ó Combinados

En yacimientos de carácter Estructural intervienen principalmente factores tectónicos, pliegues, fallas y sus combinaciones.

En yacimientos de carácter Estratigráficos la tectónica pasa a ser despreciable, siendo los factores litológicos y sedimentarios los que tienen un papel preponderante.

En Yacimientos combinados o mixtos intervienen para su formación los dos tipos anteriormente citados, es decir, pueden tener diferentes combinaciones, ya que puede haber un anticlinal con cambios de permeabilidad, un Domo afallado o bien un lente afallado. etc.

3.1.2. Teniendo en cuenta el mecanismo de desplazamiento de los fluidos⁽²⁾

La recuperación del petróleo se obtiene mediante un proceso de desplazamiento; pero este desplazamiento se logra solamente si otro fluido llena los espacios desocupados por el petróleo y mantiene la presión requerida para que se produzca el movimiento de los fluidos hacia el pozo, de tal manera que el aceite no fluye del yacimiento, sino que es expulsado de él mediante un proceso de desplazamiento que se manifiesta siempre como presión. De modo que la presión es la energía de expulsión de los fluidos del yacimiento siendo sus principales agentes el gas y el agua.

De acuerdo a lo enunciado anteriormente tenemos los siguientes tipos de yacimientos:

- 1) Por expansión de la roca y los líquidos.
- 2) Por empuje de gas disuelto liberado.
- 3) Por empuje de capa de gas.
- 4) Por empuje de agua
- 5) Por desplazamiento gravitacional.

La mayoría de los yacimientos durante el período de su explotación, quedan sometidos a uno o más mecanismos de desplazamiento; teniendo en este caso yacimientos con empuje combinados.

3.1.3. De acuerdo al diagrama de Fases⁽³⁾

Todo yacimiento de hidrocarburos inicialmente tiene su propio diagrama de fases que depende solamente de su composición.

La clasificación de los tipos de yacimientos se lo hace teniendo en cuenta las presiones y temperaturas iniciales - del yacimiento las que a su vez se las relaciona con la región de dos fases (lugar donde coexisten en equilibrio el

gas y el petróleo) en los diagramas de fases en el cual se encuentran relacionadas la temperatura y la presión.

De acuerdo a lo enunciado tendremos los siguientes tipos de yacimientos:

- 1) Yacimientos de Gas
- 2) Yacimientos de Gas y Condensado
- 3) Yacimientos de Gas disuelto o Bajo saturados
- 4) Yacimientos con Capa de Gas o Yacimientos saturados

El yacimiento Manabí de acuerdo al resultado del análisis P.V.T. que se verá más adelante, tiene las condiciones de un yacimiento de gas disuelto bajo saturado.

3.2. DELIMITACION DE YACIMIENTOS

3.2.1. Límite Físico

Se entiende por límite físico de un yacimiento, aquel que es definido por un accidente Geológico, (fallas, discordancias, etc.) o por disminución de la saturación de hidrocarburos, porosidad, permeabilidad, o también por la combinación de estos parámetros.

La presencia marginal de fluido es decir del contacto agua - aceite se considera un límite físico del yacimiento.

3.2.2. Límites convencionales.

Se entienden por límites convencionales a aquellos que se establecen de acuerdo al grado de exactitud de los datos o de conformidad con las normas establecidas.

Para el caso del yacimiento Manabí, los límites del mismo quedaron determinados por la proyección horizontal de la intersección formada por el plano del contacto agua-aceite y la Cima de la formación, a excepción del flanco SE en donde quedó confinado por el cambio de porosidad y permeabilidad.

El límite de la acumulación pasa exactamente sobre los pozos 100, 106, 26 y 113, debido a que se encuentran tapnados por improductivos los dos primeros y por invasión de agua salada los dos últimos. En estos pozos el espesor neto es cero (0).

Para limitar el yacimiento también se consideraron los pozos 7, 109, 105, 13, 119, los mismos que se encuentran -

taponados por las siguientes razones:

Por improductivos los pozos 7 y 116, donde se aprecia una disminución de porosidad y un aumento de intercalaciones densas.

Por invasión de agua los pozos 13 y 105; su extrapolación corta la intersección del contacto agua - aceite con la cima porosa.

El pozo 119 está taponado por improductivo. En los pozos 27, 43 y 84 se efectuó la proyección del contacto agua aceite hasta cortar la cima porosa. También se tomaron en cuenta para limitar el yacimiento los pozos 117 y 103 donde se observa disminución de la porosidad y aumento de intercalaciones densas.

Con la finalidad de conocer la Geometría del Yacimiento, se efectuaron cuatro cortes Estructurales: dos correspondientes a las secciones $X = 6$ y $X = 13$; y dos a las secciones $Y = 4$ y $Y = 7$. Figs. 10 b y 10 a respectivamente. Como se podrá apreciar en la mayoría de los pozos, las perforaciones avanzaron hasta pocos metros más abajo del contacto agua-aceite, razón ésta por la que no aparece la base de la Formación.

IV. DATOS BASICOS

4.1. DETERMINACION DEL NIVEL DE REFERENCIA

Con el objeto de calcular la presión estática del Yacimiento referido a un nivel establecido, se determinó un plano de referencia, el mismo que divide al yacimiento hipotéticamente en dos partes iguales. Este plano se lo obtuvo a una profundidad de 2098 m. B.N.M.

La secuencia del cálculo que se sigue es el siguiente:

- a) En un plano de localizaciones de pozos, se anota la profundidad en m.B.N.M. de la CIMA de la zona productiva - en cada pozo; se dibujan los límites del yacimiento y luego se configura la cima como se ilustra en el plano N° 1.
- b) Se toma otro plano de localizaciones y se anota las profundidades del contacto agua salada aceite y se procede como el párrafo anterior obteniéndose de esta manera el plano N° 2.
- c) Mediante un planímetro. se miden el área encerrada por ca una de las curvas hasta el área probable del yacimiento.

- d) Se construye una gráfica que muestre la variación de estas áreas con la profundidad, obteniendo así la figura N° 1.
- e) Se calcula el área encerrada entre las curvas de la figura N° 1 y se determina el volumen de roca del yacimiento el cual resultó ser de $670 \times 10^6 \text{ m}^3$.
- f) Finalmente se construye una gráfica de volumen de Roca vs profundidad. (Tabla N° 4) y se determina el plano de referencia el cual quedó establecido a una profundidad de 2098 m.B.N.M. Figura N° 2.

Para comprobar la verdad de este nivel de referencia, entramos con esta profundidad a la figura N° 1, luego trazamos una horizontal a las curvas de la cima porosa y al contacto agua-aceite y se aprecia que en efecto esta recta divide al volumen de roca en dos partes iguales, por lo que se concluye que el plano o nivel de referencia es correcto.

4.2. PRESIONES ESTATICAS AL PLANO DE REFERENCIA

En el campo de estudio, se efectuaron levantamientos de presión de fondo de 19 pozos, tomando los registros a

pozo abierto y a pozo cerrado; habiéndose previamente estabilizado el ritmo de producción de los mismos.

Con los datos del levantamiento de presión de fondo y de gradientes de presión, (tabla N° 5), se procedió al cálculo de la presión estática al plano de referencia (2098 m.B.N.M.) para lo cual se utilizó la siguiente expresión⁽⁵⁾

$$P_{mP} = P_u + GP (D_{mp} - D_u) \quad (1)$$

$$P_{pr} = P_{mp} + Gy (D_{PR} - D_{mp}) \quad (2)$$

En la tabla N° 2 se presentan los cálculos de las presiones estáticas al plano de referencia (p.p.r.) en el cual se encuentran desarrolladas las ecuaciones 1 y 2.

4.3. PRESION MEDIA DEL YACIMIENTO

Con la presión estática de cada pozo Tabla N° 2 referidos a una misma profundidad, se procedió a elaborar el plano de líneas ISOBARICAS (plano N° 3).

La presión media del yacimiento se la obtuvo a partir del plano ISOBARICO utilizando el siguiente procedimiento⁽⁶⁾:

a) Con un planímetro se comienza a medir las áreas que en

- cierran cada una de las curvas de líneas ISOBARICAS.
- b) Se procede luego a determinar el área comprendida entre las curvas ISOBARICAS.
 - c) Se determina la presión media en el área hallada en el punto (b).
 - d) Se multiplica el área del punto (b) por la presión promedio en esas áreas.
 - e) Se procede a sumar los productos obtenidos de multiplicar el área por la presión.
 - f) Finalmente se obtiene la presión media del yacimiento - dividiendo la suma anterior para la curva ISOBARICA de máxima área. Esta curva generalmente se la considera - en el límite del yacimiento.

La presión media calculada a partir del plano de ISOBARICO fue de 164 Kg/cm^2 (Tabla N° 3), siendo la presión original del yacimiento 225 Kg/cm^2 se tiene que a la fecha del presente cálculo un abatimiento de 61.0 Kg/cm^2 .

4.4. ANALISIS P.V.T.

Con el propósito de pronosticar el comportamiento de

un yacimiento de gas y petróleo, se hace necesario determinar las características de las rocas y sus propiedades (Análisis petrofísicos) así como también la de los fluidos contenidos en el yacimiento. (Análisis P.V.T.)

La composición del petróleo a condiciones normales, es diferente de la composición del petróleo a condiciones de yacimiento, esta diferencia se debe principalmente a la liberación de gases en solución como Mé¹tano y Etano y a la vaporización de fracciones de hidrocarburos intermedios especialmente Propano, Butano y Pentano como consecuencia de la disminución de presión para pasar de condiciones de yacimiento a condiciones atmosféricas.

La obtención de las muestras de los fluidos que representan las condiciones del yacimiento, se las realiza con un equipo especial de muestreo que se introduce en el pozo fijado en su extremo superior por un cable de acero el que también se lo utiliza para medir profundidades.

Con la finalidad de comprobar en el laboratorio si el fluido es el representativo del yacimiento, es técnica acostumbrada determinar la presión de saturación en el muestreador y en la botella, siendo este último el recipiente

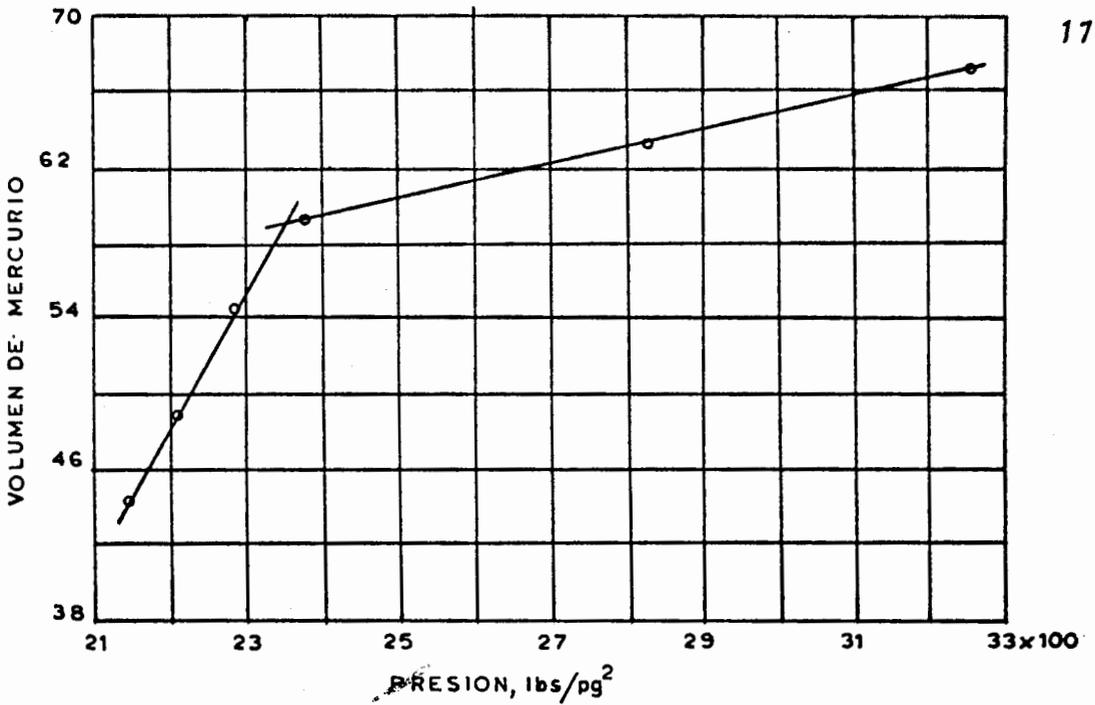
que llega al laboratorio con la muestra.

Una vez que se satura la muestra inyectando mercurio - al recipiente hasta una presión mayor que la de saturación esperada, y, luego de haberse homogenizado esta, se inicia la determinación de la presión de saturación, anotando los cambios de presión con sus respectivos cambios de volumen.

En esta experiencia se puede observar que cuando la muestra se encuentra a una presión arriba que la de saturación (fase líquida), al extraerse pequeños volúmenes de mercurio se aprecian grandes cambios de presión, por otro lado si la muestra se encuentra a presiones menores que la de saturación, para grandes disminuciones de volumen de mercurio se aprecian pequeños cambios de presión.

Al graficar estos valores obtendremos dos rectas, el punto de intersección representa la presión de saturación. El resultado de esta experiencia se la puede apreciar en la siguiente gráfica⁽⁴⁾.

Para el caso del yacimiento Manabí, la presión de saturación de la muestra a la temperatura de 93°C ., fue de 162 Kg/cm^2 valor este que comparado con la presión estáti



DETERMINACION DE LA PRESION DE SATURACION

ca media del yacimiento resulta ser menor; de lo cual se infiere que la muestra procede de un yacimiento ligeramente bajo saturado.

Hay dos procedimientos principales para separar el gas que está en solución en el petróleo:

- 1) Liberación instantánea
- 2) Liberación diferencial

El proceso de liberación instantánea llamado también liberación en equilibrio se realiza a condiciones de yacimiento y a temperatura constante. Al disminuir la presión au-

umenta el volumen de la muestra; este aumento puede hacerse cada 0.5 cm^3 arriba de la presión de saturación y aumentándolos abajo de ella. El gas desprendido al efectuarse estas reducciones, permanece en contacto con el líquido durante todo el análisis.

Es conveniente hacer notar que en este proceso la composición total del sistema permanece constante es decir la fase líquida y la fase gaseosa se encuentran en equilibrio.

En el análisis de Liberación Diferencial, el fluido varía en composición y peso; la operación se realiza a condiciones de yacimiento y a temperatura constante en varias etapas en la cual la secuela de operación se repita.

Al efectuarse la reducción de presión, el gas que se desprende del líquido, se remueve del contacto con el petróleo disminuyéndose por consiguiente el volumen del líquido.

La extracción del gas se hace a presión constante al finalizar cada etapa abatiéndose la presión a cero al extraerse todo el gas en la última etapa.

La muestra del fluido del yacimiento en estudio, fue sometida a un proceso de liberación diferencial a la temperatura del yacimiento, de los resultados obtenidos de este análisis se graficaron los valores de B_o , R_s , B_g contra presiones. (Figuras 3, 4 y 5 respectivamente).

La viscosidad del aceite saturado (Figura N° 6) se de terminó mediante un proceso similar.

FACTOR VOLUMETRICO DEL PETROLEO (B_o).- Es la relación que existe entre el volumen ocupado por el petróleo con su gas disuelto a las condiciones de yacimiento y el volumen de petróleo medido a condiciones normales. Dimensionalmente se expresa:

$$B_o = \frac{(\text{m}^3 \text{ de aceite} + \text{gas disuelto}) \text{ a C.V.}}{\text{m}^3 \text{ de aceite a C.N.}}$$

Si se tiene la información necesaria, el factor volumétrico monofásico se lo puede calcular usando la correlación de Standing⁽³⁾.

RELACION GAS DISUELTO ACEITE (R_s).- Es la relación del volumen de gas disuelto a la presión y temperatura del yacimiento medido a condiciones atmosféricas y el volumen de

aceite en el cual se encuentra disuelto, medido también a condiciones atmosféricas. Dimensionalmente se tiene:

$$R_s = \frac{m^3 \text{ de gas a C.A. disuelto a C.Y.}}{m^3 \text{ de aceite a C.N.}}$$

Como podemos observar en el gráfico N° 4, al reducir la presión inicial a 162 Kg/cm^2 no se desprende gas, por encontrarse el petróleo en estado subsaturado, es decir que el estado subsaturado implica una deficiencia de gas. El punto 162 Kg/cm^2 se denomina presión de saturación o punto de burbujeo, y es la presión a que el gas comienza a ser liberado es decir es el punto donde aparece la primera gota de gas.

FACTOR VOLUMETRICO DE LA FASE GASEOSA (B_g). - Es un factor que representa la relación existente entre el volumen ocupado por una masa gaseosa a presión y temperatura del yacimiento, y el volumen ocupado por esa misma masa a condiciones normales Atmosféricas. Expresado dimensionalmente tenemos:

$$B_g = \frac{m^3 \text{ de gas a C.Y.}}{m^3 \text{ de gas a C.N.}}$$

·VISCOSIDAD DEL ACEITE (No).- La viscosidad es una de las propiedades más importante de los fluídos y se puede considerar como una manifestación de la fricción interna de los mismos, es decir, es la resistencia interna que presentan los fluídos a fluír a través del yacimiento.

La viscosidad del petróleo depende principalmente de la temperatura del yacimiento y del gas que se encuentra en solución.

Siendo este último el factor más importante ya que varía a medida que se libera el gas que está disuelto.

En la siguiente figura⁽⁴⁾, se presentan los valores de la viscosidad de 4 muestras a la temperatura del yacimiento, sobre y bajo la presión de saturación.

Como se podrá observar, en la figura A, la viscosidad aumenta al aumentar la presión por encima del punto de burbugeo, este aumento se debe al comprimirse el aceite con su gas en solución; por debajo de la presión de saturación la viscosidad disminuye al aumentar la presión. Esta disminución es motivada por la entrada del gas en solución.

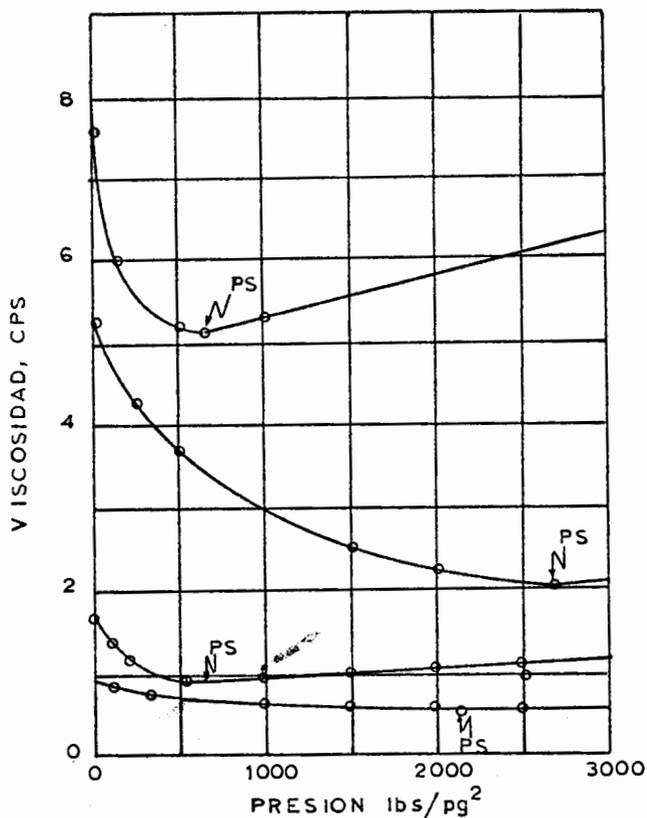


Fig A. VISCOSIDAD DE PETROLEOS EN EL YACIMIENTO

En la figura N^o 6 se parecía el valor de 0.535 cps., - que corresponde a la viscosidad de la muestra a la presión de saturación y a temperatura de yacimiento. También podemos apreciar un aumento brusco de la pendiente por debajo de la presión de saturación, lo cual nos indica que existe un gran aumento del gas liberado y la pérdida considerable de fracciones Volátiles.

4.5. POROSIDAD MEDIA DE LA FORMACION

La porosidad de una roca, se define como la fracción del volumen total no ocupado por el esqueleto mineral de

la misma. La porosidad puede también definirse como el porcentaje del volumen total que puede ser ocupado por líquido o gas.

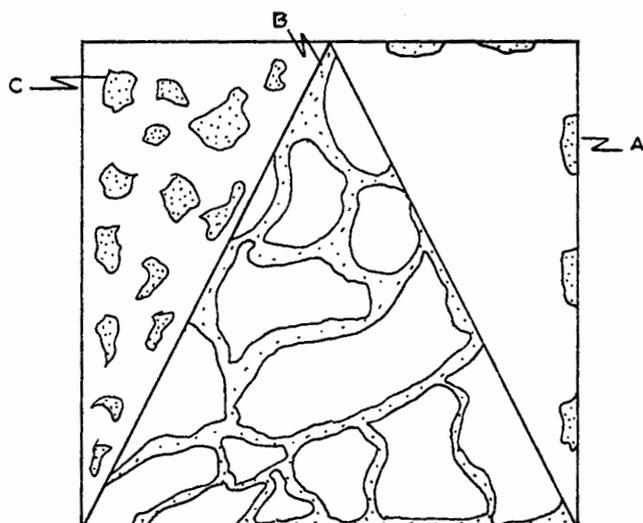
POROS.- Los poros o espacios porosos, se definen como hueco o abertura entre las porciones sólidas de una roca; y pueden clasificarse en 3 tipos⁽⁸⁾:

- a) POROS EXTERNOS.- Se presentan generalmente en la superficie de la muestra.
- b) POROS ABIERTOS.- Esta clase de poros, se encuentran interconectados entre ellos y entre los poros externos.
- c) POROS CERRADOS.- Esta clase de poros no se encuentran interconectados entre ellos ni con los poros externos.

La ilustración de estos conceptos se puede apreciar en la siguiente gráfica:

De acuerdo a lo expresado podemos decir que existen dos clases de porosidades: absoluta y efectiva.

La porosidad absoluta se la define como la relación del volumen poroso total al volumen total de la roca considerada.



TIPOS DE POROS

La porosidad efectiva se la define como el volumen de poros intercomunicados con respecto al volumen total de la roca.

Ambos casos pueden expresarse en la siguiente forma:

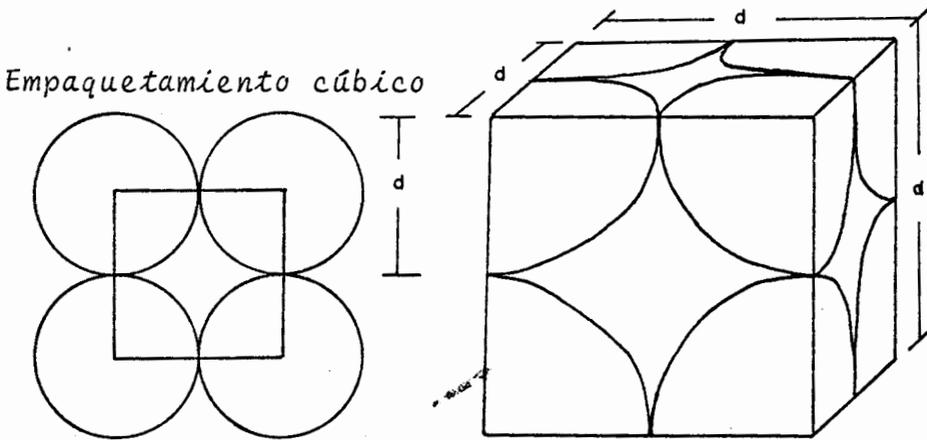
$$\emptyset \text{ Absoluta} = \frac{\text{Volumen poros comunicados} + \text{Volumen poros aislados}}{\text{Volumen total de la roca}}$$

$$\emptyset \text{ Efectiva} = \frac{\text{Volumen poros comunicados}}{\text{Volumen total de la roca}}$$

Logicamente nuestro interés radicará en la porosidad efectiva; cuyas unidades son:

$$\emptyset = \frac{\text{cm}^3 \text{ poros}}{\text{cm}^3 \text{ roca}} = \frac{\text{m}^3 \text{ poros}}{\text{m}^3 \text{ rocas}} = \frac{p^3 \text{ poros}}{p^3 \text{ rocas}}$$

El espaciamiento o distribución de los granos (poros) que constituyen una roca, están arreglados en tres formas⁽⁹⁾



Como el volumen de roca (V_r) es igual a:

$$V_R = \text{Volumen de solidos} + \text{volumen de poros}$$

$$\text{Volumen poros} = \text{Volumen de roca} - \text{volumen de solidos}$$

$$\text{de donde } \emptyset \text{ efectiva} = \frac{\text{Volumen de roca} - \text{Volumen de solidos}}{\text{Volumen de roca}}$$

Para un empaquetamiento cúbico tenemos:

$$\text{Volumen de roca} = d^3$$

$$\text{Volumen de poros} = d^3 - \frac{\pi d^3}{6}$$

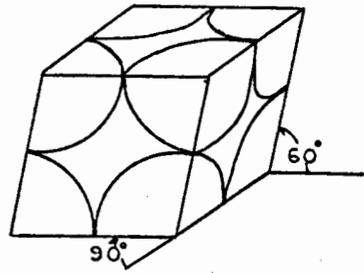
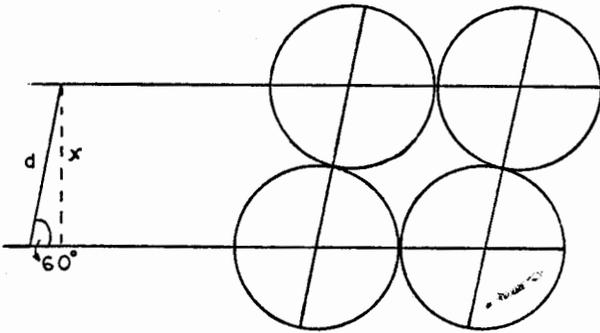
Sustituyendo en A tenemos:

$$\emptyset = \frac{d^3 - \frac{\pi d^3}{6}}{d^3} = 1 - \frac{\pi}{6}$$

$$\phi = 0.476$$

$$\phi = 47.6\%$$

Empaquetamiento rómbico



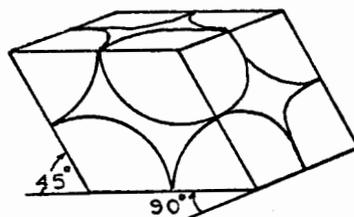
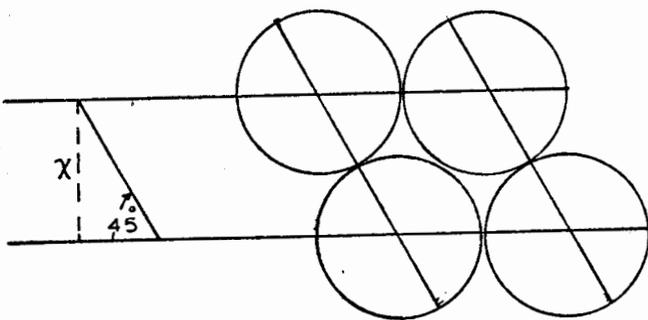
$$\begin{aligned} \text{Volumen de roca} &= d^2 \times \frac{\sqrt{3}}{2} d \\ &= \frac{\sqrt{3}}{2} d^3 \end{aligned}$$

$$\text{Volumen de sólidos} = \frac{\pi d^3}{6}$$

$$\phi = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} d^3 - \frac{\pi d^3}{6}}{\frac{\sqrt{3}}{2} d^3} = 0.395$$

$$\phi = 39.5\%$$

Empaquetamiento romboedral



$$\text{Volumen de roca} = d^2 \times d \cdot \frac{\sqrt{2}}{2} = d^3 \frac{\sqrt{2}}{2}$$

$$\text{Volumen de sólidos} = \frac{1}{6} \pi d^3$$

$$\phi = \frac{\frac{\sqrt{2}}{2} d^3 - \frac{1}{6} \pi d^3}{\frac{\sqrt{2}}{2} d^3} = 0.259$$

$$\phi = 25.9\%$$

Teóricamente deducimos que la porosidad tiene un valor máximo de 47.6% y un valor mínimo del 25.9%.

La medición de la porosidad se la puede realizar por métodos directos (Análisis de núcleo) y por métodos indirectos (Geofísicos).

La determinación de la porosidad en el laboratorio se la realiza a través de un porosímetro, para lo cual se utilizan muestras pequeñas que han sido previamente seleccionadas y luego preparadas para el análisis. Los métodos - que se usan, consisten en determinar el volumen de sólidos por desplazamiento volumétrico de gas o de líquido (4,5) y el volumen de poros se lo puede calcular midiendo la cantidad de líquido utilizado para saturar la muestra.

Atendiendo al principio del funcionamiento de los porosímetros, podemos dividirlos en tres grupos:

1. Por aplicación de la ley de los gases como por ejemplo el de baja presión de RUSKA, el de KOBE, el de RAMANA y VENKATANARAYANA y el de BOYLE.
2. Por expansión del gas contenido en los poros tenemos el porosímetro de WASHBURN - BUNTTING y el de Stevens.
3. Por saturación con líquidos.

Este tercer grupo se puede subdividir en otros dos grupos que son:

- A. Líquidos que mojan la roca.

B. Líquidos que no mojan la roca.

Los primeros comprenden la pérdida de peso cuando la muestra es sumergida en el líquido que se utilizó para su saturación y, pérdida de peso por saturación sin sumerción.

Los del segundo grupo miden el volumen de mercurio que se inyecta en la muestra y el volumen de desplazamiento - que ocasiona la muestra, con el mismo fluido. El porosímetro de RUSKA de alta presión estaría en esta clasificación.

La porosidad también se la puede calcular a partir de perfiles eléctricos, siendo este método el que se utilizó para hallar la porosidad en cada pozo.

La porosidad promedio del yacimiento se la calculó ponderándola al espesor poroso utilizando el procedimiento me-canizado de la computación el mismo que se encuentra desarrollado en el Apéndice I.

La porosidad Promedia ponderada al espesor poroso se expresa por:

$$\bar{\phi} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} \phi_i h_i}{\sum_{i=1}^{i=n} h_i}$$

Donde n = número de pozos

h_i = espesor poroso en cada pozo

El valor obtenido de 9,10% corresponde a la porosidad promedia del yacimiento.

SATURACION MEDIA DE AGUA. - La saturación de agua en una roca se la define como la relación que existe entre el volumen de agua a condiciones de yacimiento y el volumen de poros comunicados y se puede expresar como:

$$S_w = \frac{\text{Volumen de agua}}{\text{Vol. de poros comunicados}} = \frac{m^3 \text{ H}_2\text{O a C.V.}}{m^3 \text{ de poros}}$$

La saturación de agua en una muestra se la determina en el laboratorio por diferentes métodos siendo el de destilación el más importante.

Utilizando los perfiles eléctricos se determinó la saturación de agua en cada pozo. La saturación de agua promedia se la calculó ponderando al espesor poroso para lo cual se empleó la siguiente expresión:

$$\overline{SW} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} h_i \times SW_i}{\sum_{i=1}^{i=n} h_i}$$

donde n = número de pozos

h_i = espesor de cada pozo

El cálculo de la saturación media de agua se la efectuó utilizando el procedimiento mecanizado de la computación el mismo que se encuentra desarrollado en el Apéndice I. El valor obtenido por este procedimiento fue de 42.5 % que corresponde a la saturación de agua promedio del yacimiento.

El cálculo de estos parámetros por medio de análisis de Núcleo, es muy costoso, estos se van tomando a medida que avanza la perforación en el pozo lo que aumenta considerablemente el tiempo de perforación. En la actualidad esta clase de análisis solo se hacen en pozos exploratorios o en aquellos que se desee tener una muestra de roca representativa de determinado intervalo en un pozo de desarrollo.

El otro método es el de tomar registros geofísicos los

cuales, ahorran tiempo y dinero, ya que estos son tomados cuando se ha terminado la perforación, o a diferentes profundidades de acuerdo al programa de perforación trazado.

En el uso de los registros o perfilaje de pozos, las formaciones se las pueden distinguir por sus propiedades eléctricas, como son: resistividad eléctrica, potencial electro - Químico naturales, radioactividad natural, velocidad del sonido, dispersión de rayos gamas, temperatura, etc. El cálculo de las propiedades físicas de la roca se la hace "en sitio" es decir no hay necesidad de sacar muestras de rocas ⁽¹⁰⁾.

En yacimiento de caliza es decir en formaciones de alta resistividad, la determinación de zonas porosas y espesor de la zona productiva se presenta problemática sino se usa el micropersfil; lo mismo sucede en la determinación del contenido del fluido sino se dispone de dispositivos de corriente enfocadas como el laterolog y persfil de inducción.

Originalmente el micropersfil se lo introdujo para poder determinar en calizas, la localización y espesor de zonas permeables y porosas; posteriormente tuvo gran aplicaca

ción en secciones de lutitas y arenas⁽⁴⁾.

El radio de investigación de este registro es bastante reducido, mide pequeños volúmenes de la formación situados cerca y detrás de las paredes del agujero, y también elimina el efecto de la columna del lodo que se hace presente - en las mediciones con otras sondas⁽¹¹⁾.

La medición de la resistividad se la efectúa por dos combinaciones de tres ~~electrodos~~ electrodos que se encuentran en una almohadilla dentro del pozo y en contacto con la pared del agujero y un cuarto electrodo de referencia que se encuentra en la superficie.

Estos electrodos permiten registrar curvas de penetración de 1,5 pulgadas (micro inversa) y de dos pulgadas (micro normal). Por consiguiente la curva micro inversa mide aproximadamente la resistividad de la costra o enjarre, y la micro normal mide aproximadamente la resistividad de la formación después de la costra.

La resistividad del revoque o costra (R_{mc}) es igual o mayor que la resistividad del lodo (R_m), pero generalmente más pequeña que la resistividad de la zona invadida adya-

cente al pozo (Ri). Por consiguiente la curva micro normal de 2" la cual es menos influenciada por la costra, leerá frente a una formación invadida, un valor de resistividad mayor que la curva micro inversa (separación positiva) Como ambos dispositivos son afectados por la baja resistividad de la costra, registran valores de resistividad moderados, generalmente entre 2 y 10 veces Rm.

Una formación se la considera permeable si existe separación positiva entre la micro inversa y la micro normal, pero este criterio tiene sus excepciones cuando se efectúa las mediciones en presencia de lodos de altas salinidades o cuando es muy poca profunda la invasión y la formación contiene agua salada.

En formaciones impermeables de alta resistividad al no haber revoque, ambas lecturas serán altas por lo menos 20 veces Rm y la separación puede ser negativa o positiva siendo sus curvas muy irregulares.

En formaciones impermeables de baja resistividad los valores de las dos curvas pueden ser aproximados a RT, las

En zonas de lutitas no existe filtración del lodo de perforación en la formación por no haber permeabilidad, - por consiguiente no se formará costra y las curvas se superpondrán.

Es de gran utilidad considerar la trayectoria de la curva de potencial espontáneo (SP), cuando existan deflexiones pequeñas y separaciones negativas o positivas para poder diferenciar las ~~lutitas~~ de las zonas porosas y permeable. Para el primer caso la curva de S.P. presente una tendencia positiva y para el segundo caso la tendencia de la curva es negativa; para estos casos, es necesario que el lodo del pozo sea menos salobre que el agua de formación.

Para poder operar en formaciones altamente resistivas tales como calizas, dolomitas, y anhidritas, es necesario que la corriente sea enfocada lateralmente en la formación ya que los perfiles eléctricos convencionales cuando están en presencia de zonas altamente resistivas presentan una curva de resistividad muy distorcionada, esto se debe a que las formaciones se energizan muy poco por la preferencia que tienen las corrientes de fluir a zonas de baja resistividad.

El perfil de Inducción es un dispositivo de corriente enfocada en el cual el enfoque de la corriente se la hace por medio de bobinas.

El enfoque de las corrientes, se lo realiza con la finalidad de disminuir la influencia del lodo (es decir puede trabajar en lodos conductivos y en lodos no conductivos), anular el efecto de formaciones adyacentes, realizar una investigación profunda y disminuir la influencia de la zona invadida, por el filtrado del lodo⁽¹²⁾.

El registro de inducción mide la conductividad o su recíproca, la resistividad de las formaciones mediante corrientes alternadas inductivas. Dado a que es un método electro magnético, se usan bobinas aisladas en lugar de electrodos para enviar energía a las formaciones.

IES.

El perfil de inducción permite obtener una curva de resistividad (normal corta de 10" de radio de penetración) y una curva de potencial espontáneo (S_{po} pe) que son las mismas que se obtienen con registros eléctricos convencionales. Además tenemos una curva de conductividad, la misma que al ser invertida proporciona otra curva de resistividad denominada normal larga de 40" de penetración.

En presencia de lutitas, la normal corta y la normal - larga se presentarán en forma casi recta pegada al lado izquierdo de su correspondiente pista (pista N^o 2) en razón, de que las lutitas ofrecen poca resistencia al paso de la corriente eléctrica por contener solamente el agua de formación y un alto porcentaje coloidal.

En presencia de agua salada, la normal corta registra una resistividad elevada, mientras que la normal larga no la hace, esto se debe a que el radio de acción de la primera es pequeño y actúa sobre la zona invadida por el agua dulce de inyección cuya resistividad es mayor que la del agua salada. Frente a capas petrolíferas, en razón de que tanto el aceite y/o gas como el agua dulce presentan gran resistencia al flujo eléctrico, ambas curvas leeran valores altos de resistividad y algunas veces se salen fuera de la escala, siendo necesario que sus valores sean leídos en una escala más grande.

Generalmente el registro de inducción permite una buena evaluación de la resistividad verdadera (RT) excepto en formaciones muy delgadas (menos de tres pies) o en lodos - muy salados.

El perfil sónico de porosidad es de gran utilidad si se lo combina con el de inducción y el microlog cuando se trata de formaciones duras con una porosidad intergranular y una R_w baja.⁽¹³⁾

El fundamento del perfil sónico o acústico, está basado en la medición del tiempo que una onda de sonido emplea en atravesar una longitud definida de la formación. En las distintas formaciones, el tiempo de tránsito es inversamente proporcional a la velocidad del sonido. Esta velocidad puede variar desde unos 6000 pies/seg. en arcillas delgadas hasta 26000 pies/seg. en dolomitas.

La velocidad de sonido en formaciones sedimentarias dependen principalmente de las propiedades de la roca matriz, la porosidad de la formación y del contenido del fluido en la roca de reservorio.⁽¹⁴⁾

La Tabla 4-4 de la referencia (4) nos da los valores de la velocidad del sonido o tiempo de tránsito para diferentes fluidos y matrices, en la cual se puede observar, que la velocidad del sonido depende esencialmente de la porosidad de la formación, es decir que existe una relación directa entre el tiempo del tránsito y la porosidad por lo

que Wyllie propuso la siguiente relación⁽¹⁴⁾:

$$\frac{1}{V \log} = \frac{\phi}{V \text{ liquid}} + \frac{(1 - \phi)}{V \text{ Matrix}}$$

De donde

$$\phi = \frac{\Delta T \log - \Delta T \text{ Matrix}}{\Delta T \text{ liquid} - \Delta T \text{ Matrix}}$$

De donde ΔT son los respectivos tiempos de tránsito en $\mu\text{s}/\text{pie}$ de la energía acústica. Estos registros varían desde 43 $\mu\text{s}/\text{pie}$ para dolimitas densas cuya porosidad es cero, hasta 200 $\mu\text{s}/\text{pies}$ para agua.

En carbonatos o formaciones compactas de porosidad intergranular la fórmula de Willie es correcta para el cálculo de la porosidad.

El procedimiento para este calculo puede llevarse a cabo de manera más conveniente usando el gráfico (Por-3) de la referencia 15, en el cual se relaciona la porosidad con el tiempo de tránsito para varias matrices donde $V_m = 18.000 - 21.000$ pie/seg . para areniscas $V_m = 21.000 - 23.000$ para carbonatos y $V_m = 23.000 - 26.000$ para dolomitas.

Cuando no se dispone de perfil de porosidad, esta se la puede calcular de la relación:

$$F = \frac{R_o}{R_w}$$

o

$$F = \frac{R_{xo}}{R_{mf}}$$

Siendo $F = \frac{a}{\phi^n}$ (Ecuación de Archie)

En arenas $F = \frac{0.81}{\phi^2}$

En formaciones compactas $F = \frac{1}{\phi^2}$

En areniscas $F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}}$ (Ecuación de Humble)

El procedimiento más conveniente para este cálculo se lo realiza utilizando el gráfico (Por-2) de la Referencia 15.

La ecuación de Archie para el cálculo de la saturación de agua, está dada por: $SW^2 = \frac{F R W}{R T}$

Por la misma relación la resistividad en la zona lavada se expresa por:

$$R_{xo} = \frac{F \cdot R_{mf}}{S_{xo}^2}$$

Utilizando estas dos ecuaciones obtenemos la siguiente expresión:

$$SW = \left(\frac{R_{xo} / RT}{R_{mf} / RW} \right)^{5/8}$$

En un yacimiento el contacto agua - petróleo puede ser una superficie horizontal o inclinada. Las causas por las que este contacto puede ser inclinado se deben:

- A. Una formación heterogénea.
- B. Movimiento del acuífero.
- C. Diferencia de densidades del petróleo.
- D. Levantamiento de las formaciones.

El nivel o contacto agua - petróleo del campo Manabí, quedó determinado como una superficie muy irregular con una inclinación de 1/50 aproximadamente en dirección NW-SE. Plano N^o 2, Fig. N^o 10.

Este plano es de importancia en el cálculo del volumen original de hidrocarburos para el método de cimas y bases y sirve además para poder determinar el plano de referencia, el mismo que divide al yacimiento hipotéticamente en dos partes iguales.

V. CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS

El cálculo del volumen original de Hidrocarburos en una estructura almacenadora, puede hacerse por varios métodos, los cuales dependiendo de la fuente de los datos empleados, conducen a diferentes aproximaciones. Sin embargo aún cuando se tenga datos suficientes y totalmente confiables así como la habilidad en el manejo de éstos, los resultados varían entre sí, debido a la naturaleza de los métodos empleados.

5.1. METODO DE ISOHIDROCARBUROS

5.1.a. Concepto de Isohidrocarburos

Se lo define como al volumen de Hidrocarburos asociado a una unidad de área.

Este método se encuentra ligado con el Índice de Hidrocarburo (I_h), el mismo que matemáticamente está expresado por:

$$I_h = \emptyset H (1 - S_w) \quad (3)$$

Donde: I_h = Índice de Hidrocarburo

\emptyset = porosidad de la zona analizada

H = Espesor poroso de la zona analizada

SW = Saturación de agua en la zona analizada

Por lo que el índice de hidrocarburos queda definido - como el volumen de hidrocarburo a condiciones de yacimientos que ocupa el espacio poroso de un área unitaria de roca.

Como en un yacimiento la porosidad (\emptyset) varía tanto en sentido vertical como horizontal, dando como resultado que en una misma formación y aún en el mismo volumen de roca - (VR), existan diferentes capacidades de acumulación de fluidos; se hace necesario disponer de un método que incluya estas variaciones con la finalidad de que el cálculo del volumen original de hidrocarburos sea el más real posible. El método de Isohidrocarburos es el que reúne estas condiciones y las unidades en las que se encuentra IH son:

$$IH = \frac{m^3 \text{ Hcs a Cy}}{m^2 \text{ R.}}$$

Como puede observarse en (3) el área aparece como denominador, por lo tanto si se desea conocer el volumen de hidrocarburos contenido en un área cuyo índice se conoce, bastará multiplicar esa área por su índice de hidrocarburos.

Esto es cierto para casos donde las condiciones de porosidad, saturación y espesor poroso sean uniformes; pero como en la naturaleza esto varía localmente, e inclusive en forma brusca, es necesario disponer de un valor más representativo de cada unidad de área en el yacimiento. La construcción de un plano de Isohidrocarburos resuelve el problema ya que así se tiene una variación más aproximada del Índice de Hidrocarburos.

5.1.b. Volumen original de Hidrocarburos

CONSTRUCCION DEL PLANO DE ISOHIDROCARBUROS.- El plano de Isohidrocarburos, está basado en el índice de hidrocarburo de cada pozo perforado, por lo tanto la principal fuente de datos es la perforación de los mismos.

Para el cálculo del Índice de Hidrocarburos en cada pozo, es necesario constar con los variables que intervienen en la expresión anotada anteriormente (ϕ , SW y H) las cuales pueden obtenerse ya sea por datos medidos o calculados.

Cuando se tienen pozos nucleados, la determinación de los valores ϕ y SW se obtienen de mediciones directas de laboratorio, y el valor H por conocimientos de la profundi

dad a la cual se cortó el núcleo analizado.

Es obvio que no todos los pozos son nucleados ya que esta es una operación costosa, sin embargo los valores citados pueden calcularse por medio de Registros Eléctricos efectuados en el pozo. Una vez que se han calculado los valores anteriormente nombrados, se procede a calcular el índice de hidrocarburos por zona en el pozo. El valor del IH total o IH del pozo se obtiene sumando los valores de IH en cada zona analizada.

Así pues con los datos obtenidos del índice de Hidrocarburos se anota en un plano de localización el valor correspondiente a cada pozo para unir posteriormente todos los puntos que tengan el mismo valor de Índices de Hidrocarburos; configurándose así con las interpolaciones correspondientes a toda el área del yacimiento (Plano N° 4)

Una vez que el plano de Índices de Hidrocarburos ha sido elaborado, se procede a calcular el volumen original de Hidrocarburos el cual está dado por la siguiente expresión:

$$VHcs \text{ a C.y} = \int_{A \text{ Min}}^{A \text{ Max}} I_h \, dA \quad (4)$$

Como se podrá apreciar la solución de esta integral no es práctica y se necesitarán otros métodos para resolverla.

5.1.c. Aplicación

Una gráfica de I_h vs Area solucionará la integral (4) ya que el area bajo la curva representa el volumen original de hidrocarburos. (Fig. N° 7 y Fig. N° 8). Para construir esta gráfica se midieron utilizando un planímetro - las áreas encerradas por cada una de las curvas de los planos de Isohidrocarburos dando como resultado los valores que se muestran en las tablas A y B.

AREA PROBABLE

IH m^3 Hcs Cy m^2 R	A R E A S	
	Cm^2 P	m^2 T
0	537.2	$537.2 \times 4 \times 10^4$
1	266.7	$266.7 \times 4 \times 10^4$
2	127.2	$127.2 \times 4 \times 10^4$
3	57.7	$57.7 \times 4 \times 10^4$
4	18.7	$18.7 \times 4 \times 10^4$
5	6.6	$6.6 \times 4 \times 10^4$
6	0.6	$0.6 \times 4 \times 10^4$

T A B L A A

Utilizando un integrador de áreas, se calculó el área bajo la curva de la Fig. 7 dando una superficie de 28.0 cm².

Finalmente este valor obtenido se lo multiplica por el factor de conversión calculado, proporcionando así el volumen original de hidrocarburos.

$$VoHcs \text{ a } Cy = 28.0 \times 10^6 m^3$$

AREA PROBADA

$\frac{m^3 \text{ IH Hcs Cy}}{m^2 \text{ R}}$	A R E A S	
	$cm^2 \text{ P}$	$m^2 \text{ T}$
0	406.9	$406.9 \times 4 \times 10^4$
1	237.6	$237.6 \times 4 \times 10^4$
2	117.5	$117.5 \times 4 \times 10^4$
3	53.2	$53.2 \times 4 \times 10^4$
4	18.7	$18.7 \times 4 \times 10^4$
5	6.6	$6.6 \times 4 \times 10^4$
6	0.6	$0.6 \times 4 \times 10^4$

T A B L A B

Con lo cual se procede a calcular la saturación de agua a partir de los registros de resistividad. La utilización del gráfico (SW - 2) de a Referencia 15 facilita el empleo de la ecuación mencionada.

CONTACTO AGUA - PETROLEO.- El contacto agua - petróleo se define al nivel a cuya profundidad se obtiene una producción del 100% de agua. Como no existe un límite definido en el cual se pase de una saturación de agua del 100% a una saturación de petróleo al 100% este término se presta a confusión.

En razón a la existencia de tensiones interfaciales - (fuerzas capilares) entre dos líquidos inmiscibles en contacto en un medio poroso, el límite que puede ser bastante reducido si la curva de presión capilar resulta plana o muy ancho y extenderse verticalmente si la curva de presión capilar es empinada.

El contacto agua - petróleo se puede determinar en pruebas de producción, mediante análisis de núcleo o análisis de muestras de formación. La determinación por medio de perfiles eléctricos resulta menos costosa y el método es más seguro⁽⁴⁾.

El area bajo la curva de la Fig. 8 dió una superficie de 24.9 cm^2 (también se utilizó el integrador de áreas) - multiplicándose este valor por el factor de conversión correspondiente obtendremos el volumen original de hidrocarburos del área probada.

$$V_{\text{OHCS}} C_y = 24.9 \times 10^6 \text{ m}^3$$

Como se puede observar el cálculo del volumen original de hidrocarburos es muy objetivo por ser en este método - donde se consideran las variaciones en la saturación de los fluidos tanto horizontal como vertical.

5.2. METODO DE ISOPACAS

Es otro de los métodos volumétricos empleados para estimular aunque no en forma directa el volumen original de hidrocarburos contenido en un yacimiento; los datos son aportador por medio de la perforación de pozos dentro del área en cuestión.

Este método se basa en la determinación de tres variables que son: volumen de roca (VR), porosidad (\emptyset) y saturación de fluidos en el espacio poroso.

La ecuación que liga estas variables son:

$$VHcs \text{ a } Cy = VR \cdot \emptyset (1 - SW) \quad (5)$$

en la cual:

$VHcs \text{ a } Cy$ = volumen de hidrocarburos a condiciones de yacimientos.

VR = volumen de roca impregnada de hidrocarburos.

\emptyset = porosidad media del yacimiento

$(1 - SW)$ = saturación media de hidrocarburos

5.2.a. Volumen de roca neto

Para calcular el volumen de roca neto, es necesario calcular el espesor neto poroso en un área determinada, la cual se hace por medio de registros geofísicos tomados en cada pozo. El espesor (E) agrupa, todas las porciones porosas - comprendidas entre la cima y el contacto agua - aceite (o base de la formación productiva).

Debido a la variación del espesor poroso que localmente se presenta, es preciso disponer de un medio que incluya esta variación.

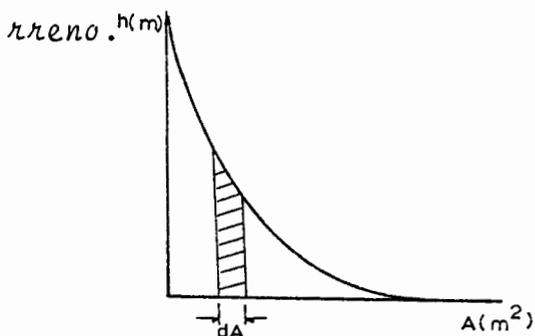
El plano de Isopacas resuelve este problema ya que en él se configuran curvas que unen puntos de igual Espesor Poroso.

Para la construcción de este Plano, es necesario constar con los pozos debidamente localizados en un Plano así como también el Espesor Poroso NETO en cada uno de ellos, luego se procede a unir todos aquellos puntos que tengan igual espesor poroso (Isopacas). Plano N° 5.

Con el Plano elaborado, el Volumen de Roca se calcula por medio de la siguiente expresión:

$$VR = \int_0^a edA$$

La resolución de esta expresión se la hace utilizando un gráfico que relacione el Espesor Poroso vs Area del Terreno.



$$A = \int_{A \text{ Min}}^{A \text{ Max}} edA = VR$$

Para la construcción de dicha gráfica, es necesario conocer la superficie limitada por la curva correspondiente al espesor considerado.

Esta Area como se procedió con el Método de ISOHIDRO-CARBUROS, se la mide utilizando un Integrador de áreas pa-

ra lo cual se van anotando en cm^2 los valores de las áreas correspondientes a cada una de las curvas los mismos que aparecen en la Tabla C con el objeto de llevar en forma ordenada los cálculos:

ISOPACAS	ÁREAS	
	cm^2 P	m^2 T
0	537.2	$537.2 \times 4 \times 10^4$
10	414.5	$414.5 \times 4 \times 10^4$
20	302.7	$302.7 \times 4 \times 10^4$
30	187.1	$187.1 \times 4 \times 10^4$
40	83.2	$83.2 \times 4 \times 10^4$
50	23.0	$23.0 \times 4 \times 10^4$
60	5.0	$5.0 \times 4 \times 10^4$

TABLA "C"

Con estos valores se procedió a construir la gráfica ESPESOR vs AREA Fig. 9.

El área bajo la curva medida con el Planímetro dió un valor de:

$$\text{AREA} = 52 \text{ cm}^2$$

y, un valor de Volumen de Roca igual a:

$$V R = 520 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ de R.}$$

Los factores de conversión utilizados en los calculos de este trabajo, aparecen en el Apéndice II.

5.2.b. Volumen Original de Hidrocarburos

La siguiente variable en la fórmula 5 es la porosidad del yacimiento. Esta porosidad puede ser determinada para cada pozo por métodos de medición directa (análisis de núcleos), o por registros eléctricos.

La porosidad media del yacimiento se la calcula ponderándola al espesor poroso para lo cual se empleó el método mecanizado de la computación, dando un valor de 9,1%.

La tercera variable de la ecuación (5) es la saturación de agua (SW). La saturación de agua en cada pozo se la calcula a partir de los registros eléctricos; luego se calcula la saturación promedio del yacimiento la misma que es ponderada al espesor poroso.

Para la resolución de la saturación media lo mismo que para el cálculo de la porosidad media, se empleó el método mecanizado de la computación, la que dió un valor de 42.5%.

5.2.c Aplicación

Con los valores de volumen de roca (VR), porosidad del

yacimiento (\emptyset) y saturación de agua del yacimiento (SW), se procede al cálculo del volumen original de hidrocarburos, reemplazando los valores anotados anteriormente en la fórmula 5 tenemos:

$$\begin{aligned} V_{Hcs} \text{ a } C_y &= V_R \emptyset (1 - SW) \\ &= 520 \times 10^6 (0.091) (1 - 0.425) \end{aligned}$$

De donde:

$$V_{Hcs} \text{ a } C_y = 27.196 \times 10^6 \text{ m}^3$$

Como podrá observar, comparando los resultados obtenidos del volumen original de hidrocarburos a condiciones de yacimiento por el método de Isohidrocarburos y el de Isopacas, vemos que no existe una diferencia mayor del 2,6% los que nos da un buen margen de seguridad del trabajo realizado.

Cuando se calcula el volumen original de hidrocarburos por estos dos métodos, es conveniente hacer notar la diferencia de los valores en porcentaje ya que el margen de tolerancia permitido es de 10%. Si se tienen valores mayores del 10% nos indica que uno de los dos métodos está más elaborado.

5.2.d. Discusión

La ventaja que tiene el método de Isopacas es que es uno de los métodos más rápidos para calcular el volumen original de hidrocarburos además de ser de buena aproximación en el cálculo.

Las ventajas que ofrece el método de Isohidrocarburos respecto al de Isopacas son:

1. Toma en cuenta la Heterogeneidad del yacimiento en cuanto se refiere a la porosidad, saturación y espesor impregnado.
2. Permite visualizar de inmediato las áreas a desarrollar se en el campo.
3. Permite delimitar el yacimiento por cualesquiera de las tres causas siguientes:
 - a) Espesor tendiendo a cero (Acuñamiento)
 - b) Saturación de agua tendiendo a 100%
 - c) Porosidad tendiendo a cero

En cualesquiera de los casos (a), (b) y (c), el valor del Índice de hidrocarburos tiende a cero.

4. No es necesario determinar los valores promedios de espesor, saturación de agua y porosidad.

Lo expuesto podemos visualizar analizando las siguientes ecuaciones:

$$VHC = VR \emptyset (1 - SW)$$

Método Isopacas

De donde:

$$VHC = HA \emptyset (1 - SW) \quad (5)$$

$$IH = H \emptyset (1 - SW) \quad (3) \text{ Método Isohidrocarburos.}$$

En la ecuación (3)

$$\text{Si: } H \rightarrow 0 ; \quad Ih \rightarrow 0$$

$$\text{Si: } \emptyset \rightarrow 0 ; \quad Ih \rightarrow 0$$

$$\text{Si: } SW \rightarrow 1 ; \quad (1 - SW) \rightarrow 0$$

Por lo tanto Ih tenderá a cero (0)

Este mismo análisis es imposible realizarlo en la ecuación (5), ya que en ella está presente el área del yacimiento que por lo general está representado por valores muy altos.

Por lo señalado anteriormente y dado a que la experiencia ha demostrado que en un mismo yacimiento se presentan grandes variaciones en el valor de la saturación y de la porosidad tanto en sentido vertical como horizontal, no es

posible calcular con precisión el volumen original de hidrocarburos por alguno de los métodos en que intervienen una porosidad y saturación promedio.

De lo cual se deduce que el mejor método será aquel en el que tomen en cuenta dichas variaciones siendo este el conocido como "METODO DE ISOHIDROCARBUROS".

5.3. METODO DE CIMAS Y BASES

Este método es el que da la menor exactitud en la estimación del volumen original de hidrocarburos, aún cuando la fórmula utilizada para el cálculo es la misma que se empleó para calcular el volumen original de hidrocarburos por el método de Isopacas. Es decir:

$$VHcs = VR \emptyset (1 - SW)$$

En esta fórmula el volumen de roca está comprendido entre los límites superiores e inferiores de la formación en la cual se consideran las partes porosas y no porosas de la misma; es decir que el volumen de roca está dado por el espesor total de la formación.

En el presente método como en el anterior, la fuente de datos es la perforación, por medio de ésta se determina

el límite superior (CIMA) y el límite inferior (BASE) o con tacto de agua-aceite de la formación productora así como - también el contenido de fluido y la porosidad de la roca. Estas determinaciones, pueden hacerse por medio de análisis de núcleo o bien por la interpretación de los registros geo físicos corridos en los pozos.

En lo referente a la porosidad y saturación de agua al igual que en el método ~~Isopaca~~ Isopaca son calculadas ponderándola al espesor poroso.

5.3.a. Volumen total de roca

Para calcular el volumen total de roca, es necesario - disponer de un plano de la CIMA y un plano de la BASE de la formación productora o del contacto agua-aceite. Además de los planos se necesita contar con el Area del Yacimiento limitada previamente.

La configuración de los planos anteriormente nombrados se obtienen mediante la configuración de los puntos que - tengan igual profundidad ya sea de la CIMA POROSA, de la BASE de la FORMACION o del CONTACTO agua-aceite.

En los planos N^o 2 y N^o 3, se encuentran configurados, la CIMA POROSA y el CONTACTO AGUA-ACEITE respectivamente.

Con los planos ya elaborados y con la ayuda de un planímetro se procede a medir el área que encierra cada una de las curvas de igual profundidad; para lo cual es conveniente tabular los valores en una tabla, en las tablas siguientes se encuentran tabulados los valores de las áreas de la CIMA y del CONTACTO AGUA-ACEITE.

C I M A

PROF. (m)	A R E A S	
	Cm ² P	m ² T
2170	513.1	513.1 x 4 x 10 ⁴
2150	510.5	510.5 x 4 x 10 ⁴
2100	431.5	431.5 x 4 x 10 ⁴
2090	355.2	355.2 x 4 x 10 ⁴
2080	231.6	231.6 x 4 x 10 ⁴
2070	118.1	118.1 x 4 x 10 ⁴
2050	7.0	7.0 x 4 x 10 ⁴

CONTACTO AGUA - ACEITE

Profundidad (m)	Cm ² P	A R E A S m ² T
2170	512.2	512.2 x 4 x 10 ⁴
2150	482.2	482.2 x 4 x 10 ⁴
2130	367.7	367.7 x 4 x 10 ⁴
2120	291.2	291.2 x 4 x 10 ⁴
2100	133.3	133.3 x 4 x 10 ⁴
2090	70.0	70.0 x 4 x 10 ⁴
2080	27.7	27.7 x 4 x 10 ⁴
2060	3.8	3.8 x 4 x 10 ⁴

Con los datos tabulados en las tablas anteriormente expuestas se procede luego a construir los gráficos de profundidad Vs. Areas, tanto para la Cima de la formación como para el CONTACTO AGUA-ACEITE.

Para resolver dicho gráfico (Fig. N° 1) fue necesario usar el planímetro tal como se hizo para el método de Isopacas, al calcular el volumen de roca.

El área limitada por estas curvas fue de

$$A = 670 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ R}$$

Valor este que representa el volumen total de roca de la formación, en el cual quedan incluidos las zonas porosas - impregnadas de hidrocarburos y las zonas de rocas densas y compactas que no tienen hidrocarburos.

5.3.b Volumen original de Hidrocarburos

5.3.c Aplicación

Con los valores ya obtenidos de volumen de roca (VR) porosidad (\emptyset) y saturación de agua (SW), se procede a calcular el volumen original de hidrocarburos reemplazando - estos valores en la ecuación propuesta para este método.

El volumen original de hidrocarburos empleando el procedimiento anteriormente descrito fue de:

$$V H C y = 35.04 \times 10^6 \text{ m}^3$$

Si comparamos este valor de hidrocarburos con el obtenido por el método de Isopacas; el mismo que fue de $27.196 \times 10^6 \text{ m}^3$, observamos que existe una diferencia de $7.84 \times 10^6 \text{ m}^3$ de Hcs C.y.

Por otro lado si anotamos la diferencia que existe entre volúmenes de roca obtenidos por estos dos métodos, - (ISOPACAS - CIMAS Y BASES), tendremos un valor de $150 \times 10^6 \text{ m}^3$ R. Si a este volumen de roca obtenido lo reempla-

zamos en la fórmula original de hidrocarburos que se usó en estos dos métodos, obtendremos un valor de $7.84 \times 10^6 \text{ m}^3$ de H.C.A C.y., valor este que es igual a la diferencia anotada anteriormente.

De lo expuesto podemos señalar que el valor de $7.84 \times 10^6 \text{ m}^3$ representa el volumen de roca compacta existente en la formación, la misma que se hace presente por estar incluido en el método de CIMAS y BASES.

5.3.d Discusión

Como dijimos anteriormente el método de CIMAS y BASES es el de menor exactitud en el cálculo del volumen original de hidrocarburos. Por medio de este método podemos encontrar el espesor denso existente en una formación.

La diferencia con el método de Isopacas radica en la forma de encontrar el volumen de roca.

Como sabemos en el método de Isopacas tomamos en cuenta solamente las zonas porosas impregnadas que se encuentran entre la base o contacto agua-petróleo y la cima de la formación, descartando las intercalaciones densas si hubieren.

En el método de CIMAS y BASES se considera el espesor total entre la base o contacto AGUA-ACEITE de la FORMACION sin descartar las intercalaciones densas que, como es obvio suponer no es posible que en ellas haya acumulación de hidrocarburos.

De lo expuesto podemos decir que el método de Isopacas da valores más reales que el de CIMAS y BASES cuando se calcula el volumen original de HIDROCARBUROS.

5.4. METODO DEL BALANCE DE MATERIALES

5.4.a. Introducción

Uno de los principios básicos utilizados comunmente - en trabajos de Ingeniería es la ley de la conservación de la materia. La aplicación de este principio a yacimientos de petróleo y/o gas para propósitos de cuantificación y - predicción está dado por la ecuación de balance de materiales para análisis de yacimientos.

Mientras que la ecuación de Balance de Materiales - (EBM) y los cálculos que van con su aplicación no son tareas difíciles, el criterio de que una solución adecuada - de la ecuación debe ser llevada a cabo, ha sido siempre un problema que afronta la Ingeniería de Yacimientos.

Un criterio real y completo, debe englobar condiciones necesarias y suficientes. La Ingeniería de yacimientos proporciona condiciones necesarias pero no proporciona condiciones suficientes, a causa de esto los resultados obtenidos de la EBM están siempre sujetos a discusión. Sin embargo, el grado de su aceptación debe aumentar con el aumento de condiciones necesarias que ella debiera satisfacer⁽¹⁶⁾.

Las condiciones necesarias comunmente usadas son:

1. La inconsistencia en los resultados; y
2. La concordancia entre los resultados de la EBM y aquellos determinados volumétricamente.

Esta última generalmente es muy discutida. En términos generales en la EBM, se efectúa un balance entre los materiales existentes en el yacimiento y los materiales producidos. En su forma más simple la ecuación de balance de materiales para los fluidos en un yacimiento puede expresarse:

$$\text{Volumen de petróleo producido} = \text{Volumen de petróleo inicial en el yacimiento} - \text{Volumen de petróleo remanente en el yacimiento.}$$

Los volúmenes se deben medir a las mismas condiciones.

5.4.b. Yacimientos Bajo Saturados

Si para las condiciones de presión y temperatura existentes en el yacimiento hay una deficiencia de gas es decir la presión del yacimiento es mayor que la presión de saturación o de burbujeo, se dice que el petróleo está subsaturado (bajo saturado) a esa presión.

El estado bajo saturado implica que no existe gas libre en contacto con el petróleo, es decir no hay capa de gas.

En yacimientos bajo saturados, la producción de petróleo se debe a la expansión de los fluidos y de la roca almacenadora, este efecto aún cuando actúa en toda la vida productiva del yacimiento, tiene una influencia preponderante desde la presión original hasta la de saturación.

Cuando la presión del yacimiento es menor que la de saturación, el efecto de la compresibilidad de los fluidos y de la roca almacenadora es despreciable puesto que la compresibilidad de la fase gaseosa es mucho mayor que la de los otros componentes de la formación considerando, que es este componente el que controla la expulsión de los fluidos. Esto solo es justificable en parte para que la derivación de las ecuaciones sea lo más simple posible, siempre y cuando

do no se reduzca considerablemente su exactitud.

Una vez iniciada la formación de la fase gaseosa, la fase líquida se contrae debido a la liberación de su gas en solución, la cual al expansionarse expulsa los fluidos siendo este el mecanismo de desplazamiento en esta etapa de la vida del yacimiento. Esta fase gaseosa permanece inmóvil hasta que la saturación de equilibrio (saturación crítica de gas) es alcanzada.

Durante esta etapa, la caída de presión respecto a la producción es mucho menor que a presiones mayores de saturación y puesto que la fase gaseosa permanece inmóvil, la relación gas-petróleo (RGP) disminuye hasta alcanzar la saturación crítica del gas, entonces la movilidad del gas se incrementa y la del petróleo disminuye reduciendo así la recuperación.

Para la deducción de la ecuación del Balance de Materiales, en yacimientos bajo saturados, (primeramente trataremos con un yacimiento volumétrico, es decir de volumen constante, el cual inicialmente contiene agua CONNATA y PETROLEO con su respectivo gas en solución.)

Despreciando la compresibilidad del agua y la compresión

bilidad de la Formación y considerando que existe una intrusión y producción de agua, tendremos a condiciones posteriores de la inicial el siguiente Balance Volumétrico:

$$NBoi + w = (N-NP) Bo + (W-WP) + We \quad (A-1)$$

de donde:

$$NBoi - NBo = - NPBo + (we-wp)$$

$$N (Boi - Bo) = - NPBo + (we - wp) \quad (A-2)$$

Como $Co = \frac{Bo - Boi}{Boi \Delta P}$ (A-3)

Reemplazando la Ecuación A-3 en la Ecuación A-2 tendremos la siguiente igualdad:

$$N Co Boi \Delta P = NP Boi (1 + Co \Delta P) - (we - wp)$$

Dividiendo para Boi y despejando N .

$$N = \frac{NP (1 + Co \Delta P) - (we - wp) / Boi}{Co \Delta P} \quad (A-4)$$

Como la producción e intrusión de agua en yacimientos volumétricos es poco o insignificante, la despreciaremos. - Entonces vemos que la ecuación A-4 se transforma en:

$$N = \frac{NP (1 + C_o \Delta P)}{C_o \Delta P} \quad (A-5)$$

que es igual a la expresión:

$$N = \frac{B_o NP}{(B_o - B_{oi})} \quad (A-5a)$$

Deducción de la EBM considerando la compresibilidad de agua y la compresibilidad de la formación.

La compresibilidad de las rocas en un yacimiento, es un factor que generalmente no se tomaba en cuenta en los cálculos de Ingeniería de yacimientos. La omisión de la compresibilidad de las rocas es individualmente justificada en los cálculos para yacimientos saturados; sin embargo en yacimientos no saturados la expansión de la roca que acompaña a una declinación de la presión del yacimiento, puede ser de tal magnitud que afecta materialmente la predicción del comportamiento del yacimiento⁽¹⁷⁾.

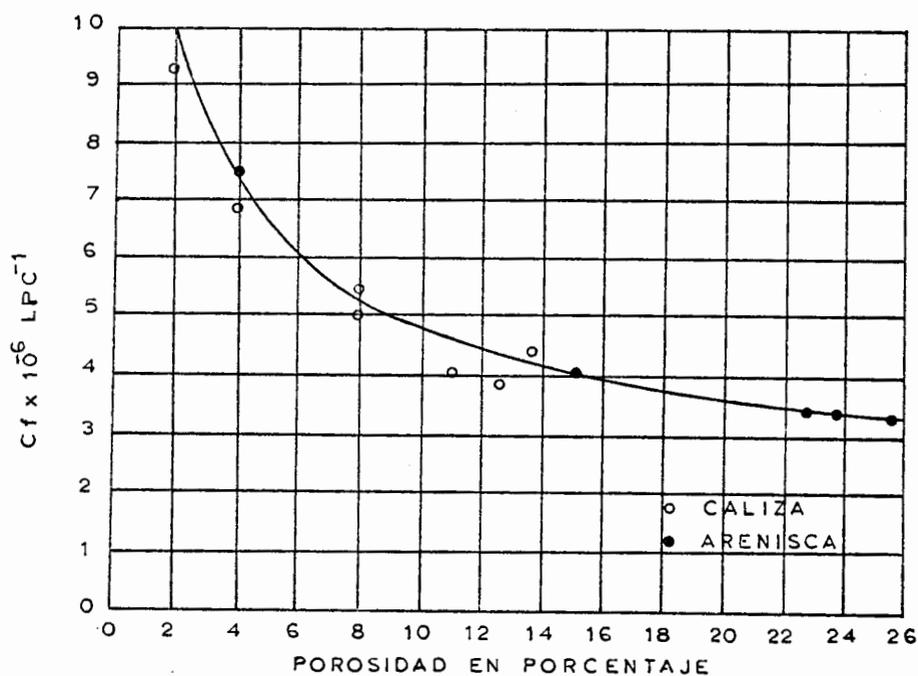
La compresibilidad efectiva o total de cualquier roca de yacimiento es el resultado de dos factores por separados:

1. Aumento del volumen del material sólido de la roca (granos)
2. Disminución del volumen total de la roca.

Estos dos factores se llevan a cabo cuando se reduce la presión interna de un fluido confinado en los espacios porosos de una roca de yacimiento sometida a una presión externa constante (sobrecarga de los sedimentos). Estos cambios volumétricos contribuyen a una pequeña reducción de la porosidad de la roca en un rango de medio por ciento para un cambio de presión interna de los fluidos de 1000 LPC.

Hall⁽¹⁷⁾ investigó la compresibilidad de la roca usando núcleos cortados en formaciones de ARENISCAS Y CALIZAS productoras y para representar el efecto de sobrecarga de los estratos les aplicó una presión hidrostática externa constante de 3.000 LPC y una presión estática de fluidos en el núcleo de (presión interna) entre 0 y 1.500 LPC.

Los resultados de tales ensayos aparecen en la siguiente figura; en la que se puede apreciar la correlación que existe entre la compresibilidad efectiva de la formación y la porosidad debe notarse que la compresibilidad efectiva de la formación o compresibilidad de los poros disminuye - con el aumento de la porosidad.



COMPRESIBILIDAD EFECTIVA DE LA FORMACION

Las muestras analizadas tanto las calizas como las areniscas, incluyen una amplia variedad de rocas de yacimientos y cubren el rango de porosidad existente en la mayoría de los yacimientos productores.

Dada la importancia de la compresibilidad de la formación arriba de la presión de saturación, se han hecho numerosas publicaciones de diferentes investigadores que estudian estos factores y su relación con la porosidad de la roca. (18, 19)

La compresibilidad o módulo volumétrico de elasticidad

por definición es el cambio de volumen que experimenta un volumen unitario por unidad de abatimiento de presión.

Se la puede expresar como:

$$C = - \frac{1}{V} \times \frac{dv}{dP} \quad (A-6)$$

La ecuación A-6 puede ser expresada en forma de diferencias finitas es decir:

$$C = - \frac{1}{V} \frac{V_1 - V_2}{P_1 - P_2} = \frac{1}{V} \times \frac{V_2 - V_1}{P_1 - P_2} \quad (A-6a)$$

Si ΔP es pequeño el valor del volumen V puede tomarse indistintamente como V_1 o V_2 ; si ΔP es grande, V será el promedio de V_1 y V_2 .

Si consideramos la compresibilidad de la roca y la del agua, en la deducción de la Ecuación de Balances de Materiales en un yacimiento que se halla por encima del punto de burbujeo, tenemos que tomar en cuenta que estamos frente a un yacimiento que no se comporta como estrictamente volumétrico, debido a la existencia de un cambio en el volumen total poroso, ocasionado por la presencia de la compresibilidad de la roca.

Si la presión promedio del yacimiento disminuye de una presión inicial P_i a una presión menor P , se habrá producido una disminución del volumen poroso inicial del yacimiento V_{Pi} a un menor valor V_P .

Entonces tendremos:

$$V_P = V_{Pi} (1 - C_p \Delta P) \quad (A-7)$$

Podemos expresar, para esta condición la siguiente igualdad:

Volumen de fluidos producidos = Expansión del sistema

$$\text{Volumen del fluido producido a C.y} = N_p B_o + W_P B_w \quad (A-8)$$

$$\text{Expansión del sistema} = E_o + E_w + E_p + E_e \quad (A-9)$$

En donde:

$$E_o = V_{oi} C_o \Delta P \quad (A-10)$$

$$E_w = V_{wi} C_w \Delta P \quad (A-11)$$

$$E_p = V_{pi} C_p \Delta P \quad (A-12)$$

Como el volumen original de aceite $V_{oi} = S_o V_{Pi}$

y el volumen original de agua $V_{wi} = S_w V_{Pi}$

tenemos que reemplazando estos valores en A-10 y A-11 las siguientes expresiones:

$$E_o = V_{oi} C_o \Delta P = S_o V_{pi} C_o \Delta P \quad (A-10a)$$

$$E_w = V_{wi} C_w \Delta P = S_w V_{pi} C_w \Delta P \quad (A-11a)$$

Como también:

$$V_{pi} = \frac{V_{oi}}{S_o} = \frac{N B_{oi}}{1 - S_w}$$

Sustituyendo estos valores en la expresión (A-10a), (A-11a) y (A-12) tendremos:

$$E_o = \frac{N B_{oi}}{1 - S_w} (1 - S_w) C_o \Delta P = N B_{oi} C_o \Delta P \quad (A-13)$$

$$E_w = \frac{N B_{oi}}{1 - S_w} S_w C_w \Delta P \quad (A-14)$$

$$E_p = \frac{N B_{oi}}{1 - S_w} C_p \Delta P \quad (A-15)$$

Sustituyendo (A-13), (A-14) y (A-15) en (A-9) y factorizando tenemos:

$$\text{Exp. del sistema} = \Delta P N B_{oi} \left(\frac{C_o S_o + C_w S_w + C_p}{S_o} \right) + W_e \quad (A-16)$$

Este término representa la expansión total del sistema que de acuerdo a la ecuación de Balance de Materiales corresponde el volumen del fluido producido a condiciones de yacimiento; es decir:

$$NPBo + Bw wp = NBoi \Delta P \left(\frac{CoSo + CwSw + Cp}{So} \right) + We \quad (A-17)$$

El término $\frac{CoSo + CwSw + Cp}{So}$ lo denomina Hawking⁽³⁾ como presibilidad efectiva del fluido y lo representado por Ce .

Por lo tanto:

$$NPBo + Bw wp = NBoi Ce \Delta P + We$$

Despejando N

$$N = \frac{NPBo + WpBw - we}{Boi Ce \Delta P} \quad (A-18)$$

En caso de no existir intrusión de agua ($We = 0$)

$$N = \frac{NPBo + wpBw}{Boi Ce \Delta P} \quad (A-19)$$

Que es la ecuación de Balance de Materiales para calcular el petróleo original en un yacimiento que se encuentra por encima del punto de burbujeo en el cual no existe entrada de agua.

En muchos casos por ser insignificante la producción del agua el término $WpBw$ puede eliminarse de esta última ecuación.

5.4.c Aplicación

La saturación de agua y la porosidad que interviene en el cálculo de la compresibilidad efectiva, son obtenidos - como se dijo anteriormente por medio de análisis de núcleo o mediante registros eléctricos.

La compresibilidad del agua (c_w), depende de la presión, la temperatura y la cantidad de gas disuelto en el agua.

Dodson y Standing⁽⁵⁾ determinaron experimentalmente el efecto de estos factores sobre la compresibilidad del agua de formación y desarrollaron correlaciones sobre dichos efectos, los cuales permiten su determinación. (Fig. 12)

La solubilidad del gas natural en agua pura depende de la temperatura, presión y salinidad del agua. Estas relaciones son demostradas por Dodson y Standing en la figura 11. De la figura anterior podemos apreciar que la solubilidad del gas natural en agua disminuye con el aumento de la temperatura para presiones menores de 1.500 LPC y para presiones mayores de 1.500 LPC presenta valores mínimos en el rango de temperatura de 140°F a 180°F. Para todas las temperaturas la solubilidad del gas natural en agua aumenta al aumentar la presión. También podemos apreciar que la -

presencia de sales disueltas disminuye la cantidad de gas a disolverse en agua; aún más el factor de corrección para salinidad disminuye al aumentar la temperatura.

La figura N^o 12 nos da la compresibilidad en agua pura en función de la temperatura y de la presión y, el factor de corrección por gas en soluciones.

A presión constante la compresibilidad refleja valores mínimos en el rango de temperatura de 100°F y 140°F; además podemos decir que la presencia de gas en solución causa aumento a la compresibilidad del agua.

El procedimiento para calcular la c_w a partir de los gráficos anotados es el siguiente:

1. Obténgase la solubilidad del gas natural en el agua pura a las condiciones de presión media y temperatura del yacimiento por medio de la figura 11 a.
2. Por medio de la figura 11b se obtiene el factor de corrección por salinidad.
3. Multiplicando los valores obtenidos en 1 y 2 se obtiene la solubilidad del gas en agua de la formación.

4. Determinese la compresibilidad del agua pura a presión media y temperatura del yacimiento por medio de la figura 12a.
5. Con la solubilidad del gas natural en el agua de formación obtenido en el paso 3, se obtiene el factor de corrección por gas disuelto por medio de la figura 12 b.
6. Multiplicando los valores obtenidos en 4 y 5 se obtiene la compresibilidad del agua de formación.

Los rangos estudiados por Dodson y Standing están limitados a salinidades bajas de aproximadamente 30.000 p.p.m. Park J. Jones⁽⁵⁾ utilizando estas correlaciones, desarrolló unas ecuaciones empíricas para convertir la compresibilidad de agua pura en compresibilidad de agua que contenga gas en solución las mismas que pueden ser empleadas para salinidades mayores que las estudiadas por Dodson y Standing.

Las ecuaciones de Jones son:

$$R_{sw} = R_{swp} \left(1 - \frac{xy}{10000} \right) \quad (C-1)$$

$$C_W = C_{wp} (1 + 0.0088 R_{sw}) \quad (C-2)$$

donde:

R_{sw} = Solubilidad del gas natural en agua de formación -
pies³/bls.

R_{swp} = Solubilidad del gas natural en agua pura pie³/bls.

x = Factor de corrección por salinidad.

y = Salinidad del agua pura, p.p.m.

C_{wp} = Compresibilidad del agua pura, LPC^{-1}

C_w = Compresibilidad del agua de formación LPC^{-1}

La otra variable de la ecuación A-18 es el factor volumétrico del agua, la misma que depende de la presión, temperatura y cantidad de gas en solución. La relación de estas variables tanto en agua pura como en agua saturada de gas son mostradas en la figura 13 las mismas que fueron propuestas por Dodson y Standing.⁽⁵⁾

Como la figura anteriormente nombrada representa un sistema de agua pura saturada de gas, una corrección será necesaria para estimar el factor de volumen para un sistema de agua salada saturada de gas. Tal corrección se puede llevar a cabo usando la figura 11b.

Una vez que se han definido todas las variables de la ecuación A-18 procedemos a calcular N.

Compresibilidad del agua (CW)

Usando las ecuaciones C-1 y C-2 calculamos la compresibilidad del agua; además hay que notar que el factor de corrección x de la ecuación C-1 el cual depende exclusivamente de la temperatura del agua, fue sugerido por Jones⁽⁵⁾ para los siguientes valores:

Temperatura, °F	Factor de corrección x
100	0,074
150	0,050
200	0.044
250	0.033

Para la temperatura de yacimiento de 199.4°F (93°C), tenemos un factor de corrección de $x = 0.044$.

Para la presión media del yacimiento de $2.332,08$ LPC - (164 Kg/cm^2) y una temperatura $T = 199,4^{\circ}\text{F}$ se obtuvo un valor de $R_{swp} = 13.3 \text{ p}^3/\text{BL}$. (usando la figura 11a) sustituyendo estos valores en la ecuación C-1 tenemos:

$$R_{sw} = 13.3 \left(\frac{1 - 0.044 \times 130.000}{10.000} \right)$$

$$R_{sw} = 13.3 (1 - 0.575)$$

$$R_{sw} = 5.70 p^3 / Bl.$$

Es necesario hacer notar que el valor de la salinidad del agua se ha estimado por carecer de Datos de RW; esta estimación es relacionada con la Salinidad de un Campo vecino.

Empleando la figura 12a.

$$CWP = 3.15 \times 10^{-6} \text{ 1/lpc.}$$

Sustituyendo estos valores de RSW y CWP en la ecuación C-2 tenemos:

$$CW = 3.15 \times 10^{-6} (1 + 0.0088 \times 5.70)$$

$$CW = 3.15 \times 10^{-6} (1 + 0.050160)$$

$$CW = 3.308 \times 10^{-6} \text{ 1/lpc.}$$

La compresibilidad del Agua para los diferentes valores correspondientes a la Historia de Producción del Yacimiento (Tabla N° 7) es de:

$$CW = 0.480 \times 10^{-4} (\text{Kg/cm}^2)^{-1}$$

Como podrá apreciarse, el empleo de la ecuación C-1 es válida sólo para valores de $\frac{XV}{1000} < 1$ es decir, que para valores de salinidades muy altas esta ecuación no es válida.

Compresibilidad de la Roca (C_f)

Para una porosidad de $\phi = 9.1$ y empleando la figura 5a de las correlaciones hechas por HALL tenemos:

$$C_f = 5.0 \times 10^{-6} \text{ 1/lpc.}$$

$$C_f = 0.711 \times 10^{-4} (\text{Kg/cm}^2)^{-1}$$

Compresibilidad del Petróleo (C_o)

La compresibilidad del petróleo es determinada a partir de los valores del Factor Volumétrico de petróleo indicados en el Reporte de análisis PVT (Fig. 3).

Los valores de la Compresibilidad del Petróleo para los diferentes períodos se encuentran tabulados en la tabla N° 8 para lo cual se empleó a la siguiente expresión:

$$C_o = \frac{2[B_o(J) - B_o(J-1)]}{\Delta P' \times [B_o(J) + B_o(J-1)]}$$

Compresibilidad Efectiva (C_e).

La compresibilidad efectiva para los diferentes períodos se encuentra tabulada en la tabla N° 8 en la que se em

pleó el termino:

$$C_e = \frac{S_o C_o + S_w C_w + C_f}{S_o}$$

Factor volumétrico del agua (BW)

Para una Presión de 2332 lpc y una Temperatura de Yacimiento de 199,4°F tenemos:

Usando la Figura 13

Factor Volumétrico de agua pura (BWP) = 1.030 bl/bl

Factor Volumétrico saturado con Gas (BWg) = 1.035 bl/bl

Es decir, existe una diferencia de 0.005 en razón a la existencia de 13.3 P³/bl de gas disuelto.

Si el gas disuelto en Agua Salobre es de 5.70 P³/bl. entonces tendremos un aumento sobre agua pura de 5.70/13.3 de donde:

$$BW = 1.030 + 0.005 \frac{5.70}{13.3}$$

$$BW = 1.0321 \text{ bl/bl}$$

El Volumen Original de Hidrocarburos. fue calculado empleando el Método Gráfico.

Como sabemos:

$$NBoiCe \Delta P = NpBo + BWp - We$$

Despejando N tenemos:

$$N = \frac{NpBo + BWp}{BoiCe \Delta P} - \frac{We}{BoiCe \Delta P}$$

Si llamamos

$$N' = \frac{NpBo + BWp}{BoiCe \Delta P}$$

Tendremos que la ecuación anterior se transforma en:

$$N = N' - \frac{We}{BoiCe \Delta P}$$

de donde:

$$N' = N + \frac{We}{BoiCe \Delta P} \quad (A-20)$$

Como podemos apreciar en esta ecuación, N' tiende a N cuando We tiende a cero y We tiende a cero al principio de la explotación es decir cuando Np tienda a cero.

Considerando $We = 0$, procedemos al calculo de N' para un número determinado de veces (Tabla N^o 8), empleando diferentes valores de producción acumulativa (Tabla N^o 7) - luego se procede a graficar los valores de N' como función de Np , obteniéndose la figura 14.

Como podrá observarse, la figura anterior resulta una línea con pendiente positiva el cual nos indica que ha ocurrido intrusión de agua en el yacimiento ya que, realmente se ha colocado en la ordenada $(N + f(we))$ donde $f(we)$ es un término que está en función de la Intrusión, es decir,

$$\frac{We}{BoiCe \Delta P}$$

La extrapolación de la línea resultante hasta cortar - el eje vertical o eje de N' en un punto en el cual $N_p = 0$, nos dará el Volumen Original de Hidrocarburo a condiciones de superficie. El valor de N así obtenido fue de $21,5 \times 10^6 \text{ m}^3$, el cual al multiplicar por Boi nos da un valor de:

$$N = 30.22 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ a C.V.}$$

Si comparamos este valor con el obtenido por el Método Volumétrico de ISOHIDROCARBURO, vemos que su diferencia no es mayor de 7.38%.

5.4d. Discusión

Como se ha podido apreciar, básicamente existen dos procedimientos para evaluar el Volumen Original de Hidrocarburos de los Yacimientos; uno consiste en un procedimiento Di

recto en el cual toda la información sea ésta Geológica o Petrofísica es tomada directamente del Pozo que como es obvio suponer, está sujeta a error por su carácter interpretativo.

El otro procedimiento es el Método Indirecto o de Balance de Materiales en el cual se utiliza la Historia de explotación del Yacimiento y los datos relativos a las propiedades Físico-Químicas de los Fluidos en combinación con la Ecuación de Balance de Materiales.

Los resultados obtenidos por este último método no deben ser tomados en forma rigurosa, no por la ecuación en sí sino por los datos que intervienen en su resolución; los mismos que son obtenidos de mediciones de Campo o de Laboratorio, unos son casi siempre de exactitud dudosa, otros determinados a condiciones que simulan las del Yacimiento, no reflejan, sin embargo la realidad del fenómeno que acontece. A pesar de esto, no debe de dejar de reconocerse la gran utilidad que presta la EBM. en los estudios de Ingeniería de Yacimientos, por lo que debe tomársela como un medio muy eficaz para obtener información bien orientada del Yacimiento y, no como fuente de valores absolutos e Infalibles.

Como ambos Métodos están sujetos a error, tanto de medi
ción como de Interpretación, el acuerdo entre Ellos, no de-
be tomarse como un criterio para corrección de cualquiera -
de ellos a pesar de que es práctica usual el aplicarlos si
multáneamente a fin de establecer el valor más confiable -
del Volumen Original de Hidrocarburos.

VI. APLICACION EN EL ECUADOR

Del estudio presentado en este trabajo podemos decir - que dada la condición en que se encuentran los YACIMIENTOS en el ECUADOR, es decir en una Etapa de Desarrollo en el cual no se han definido todavía su extensión, es necesario para el Cálculo de RESERVAS la utilización de un Método que tome en cuenta la heterogeneidad del yacimiento y, permita visualizar las áreas a Desarrollarse en el Campo.

Para el Cálculo del Volumen Original de Hidrocarburos en el "YACIMIENTO ORIENTE", se empleó el Método de ISOHIDROCARBUROS en vista de las ventajas que ofrece; las mismas que fueron señaladas en el presente estudio.

Una vez que se obtuvieron los datos necesarios del mencionado yacimiento, se procedió al cálculo del Volumen Original de Hidrocarburos utilizando el procedimiento propuesto en el numeral 5-1 del presente trabajo.

En el cálculo del Índice de Hidrocarburos por pozo, se empleó el Método Mecanizado de la Computación (Apendice I) y a partir del cual se procedió a elaborar el Plano de Isohidrocarburos (Plano N^o 6) utilizando la escala Original propuesta en la Ref. 20.

Luego se procedió a medir las Areas encerradas por cada una de las curvas del Plano N^o 6. dando como resultado los valores que aparecen en la Tabla D.

IH	A R E A S	
	Cm ² P	M ² T
0	672.4	67.24 x 625 x 10 ³
2	569.3	56.93 x 625 x 10 ³
3	523.8	52.38 x 625 x 10 ³
6	397.3	39.73 x 625 x 10 ³
9	251.3	25.13 x 625 x 10 ³
11	125.6	12.56 x 625 x 10 ³
12	80.1	8.01 x 625 x 10 ³
15	16.1	1.61 x 625 x 10 ³
18	1.0	0.10 x 625 x 10 ³

TABLA "D"

Con estos valores se construyó la Gráfica N^o 13. (IH vs Area). El Area bajo la curva dió un valor de 47.0 cm². Obteniéndose un Volumen Original de Hidrocarburos de 563.51 x 10⁶ bls. a C.V. Si comparamos este valor con el obtenido por el Método de Isopacas en la Ref. 20, observamos que la diferencia no es mayor de 9.29% lo que nos indica que estamos en el margen de seguridad permitido (± 10%).

Con la finalidad de aseverar los resultados obtenidos por los Métodos Volumétricos, es práctica acostumbrada comparar éstos resultados con los que se obtengan con el Método Directo de Balance de Materiales, a fin de establecer un valor más confiable sobre el Volumen Original de Hidrocarburos.

VII. CONCLUSIONES

Se ha presentado un estudio comparativo de los diferentes Métodos que se usan para calcular el Volumen Original de Hidrocarburos, para lo cual se ha escogido para su aplicación un Yacimiento Real con la finalidad de objetivizar los resultados y poder dar conclusiones más reales.

Entre los Métodos Volumétricos Directos empleados, el que aporta los resultados más confiables y presta las mejores ventajas para el estudio del Yacimiento es el Método de Iso-Hidrocarburos ya que toma en cuenta los cambios existentes en el Yacimiento de la Porosidad y de la Saturación tanto en el sentido vertical como en el Horizontal.

El Método de ISOPACAS es uno de los más rápidos a pesar de ser también de buena precisión. El Método de CIMAS y BASES es el único que nos da el Volumen de Roca Compacta existente en el Yacimiento.

El Método Volumétrico indirecto de Balance de Materiales, se lo puede considerar como uno de los mejores ya que sus datos son obtenidos de aquellos que contribuyen a la Historia de Explotación del Yacimiento.

A fin de establecer un valor confiable en el cálculo del Volumen Original de Hidrocarburos, es conveniente aplicar en un Yacimiento los Métodos de Iso-hidrocarburos y el de Balance de Materiales, tomando en cuenta que al comparar los resultados no deben tomárselos con un criterio muy riguroso puesto que mientras unos cuantifican la totalidad de los Hidrocarburos en el Yacimiento, los otros (EBM) lo hacen con los que contribuyen a la Historia de explotación de aquél.

Los programas elaborados para calcular la Porosidad - promedia y saturación de Agua promedia así como también el Índice de Hidrocarburos por Pozo, permiten evaluar estos parámetros en forma rápida lo que trae consigo que el cálculo del Volumen Original de Hidrocarburos se torne más ágil.

En un yacimiento es conveniente conocer el Mecanismo - de expulsión de los flúidos o la energía disponible en el mismo y luego definir la forma de aprovecharla para poder mover el flúido hasta las paredes de los pozos productores.

El Mecanismo de expulsión considerado para el Yacimiento Manabí, es el de expansión de la Roca y de los Flúidos hasta la presión de Saturación.

El Método de Iso-hidrocarburos se lo aplicó en un Yacimiento del Oriente Ecuatoriano, al cual se le había calculado previamente el Volumen Original de Hidrocarburos por otro Método,⁽²⁰⁾ obteniéndose un valor que concuerda con el estimado anteriormente.

VIII. NOMENCLATURA

P_i	Presión Inicial del Yacimiento	Kg/cm^2
P_b	Presión del Punto de Burbujeo	Kg/cm^2
T_y	Temperatura de Yacimiento	$^{\circ}\text{F}$
EMR	Elevación de la Mesa Rotatoria	m
mBMR	Metros bajo mesa rotatoria	
mBNM	Metros bajo el nivel del mar	
w/o	Contacto Agua-Petróleo	m
MR	Mesa Rotatoria	
Hcs	Hidrocarburos	
C.N.	Condiciones Normales	
C.Y.	Condiciones de Yacimiento	
DU	Profundidad en la última estación	mBMR
DmP	Profundidad Media de las Perforaciones	mBMR
GP	Gradiente de Presión en el Pozo	$\text{Kg/cm}^2/\text{m}$.
P_u	Presión en la última Estación	Kg/cm^2
P_{mP}	Presión al punto medio de las Perforaciones	Kg/cm^2
DPR	Profundidad al Plano de Referencia	mBMR
Gy	Gradiente del Yacimiento	$\text{Kg/cm}^2/\text{m}$.
P_{pr}	Presión al Plano de Referencia	Kg/cm^2
$\bar{\phi}$	Porosidad Media	Fracción

\overline{SW}	Saturación de Agua Media	Fracción
h	Espesor Poroso	Metros
R_{mc}	Resistividad de la Constra o Revoque	Oh-m
R_m	Resistividad del Lodo	Oh-m
R_i	Resistividad de la zona invadida	Oh-m
R_T	Resistividad verdadera de la formación	Oh-m
$\Delta T \log$	Tiempo de tránsito del Registro	$\mu s/p$
ΔT Matriz.	Tiempo de tránsito del sonido de la Matriz (Roca)	$\mu s/p$
ΔT Liquid.	Tiempo de tránsito en los Fluídos	$\mu s/p$
V_m	Velocidad de la Matriz	$\mu s/p$
F	Factor de formación	
R_o	Resistividad de la Formación Saturada 100% de Agua Salada.	
R_w	Resistividad de Agua de Formación	
R_{xo}	Resistividad en la zona lavada	
VR	Volumen de Roca	
A	Area	
R_{mf}	Resistividad del filtrado de lodo	
S_{xo}	Saturación en la Zona Lavada	
$VHcs$	Volumen de Hidrocarburos	
N_{Boi}	Volumen inicial de Petróleo	
N_p	Petróleo a condiciones Standard Producido hasta cierto tiempo.	

W_p	Producción Acumulativa de Agua	
W_e	Intrusión Acumulativa de Agua	
N	Petróleo Original en el Yacimiento	
E_o	Expansión de Petróleo	
E_w	Expansión del Agua de Formación	
E_p	Expansión de la Formación	
C	Compresibilidad	
R_{sw}	Solubilidad del Gas natural en Agua de Formación	Pies ³ /bls
R_{swp}	Solubilidad del Gas Natural en Agua Pura	Pies ³ /bls
EBM	Ecuación de Balance de materiales	
\bar{P}	Presión Media	
V	Volumen	
V_1	Volumen Inicial	
V_2	Volumen final	
C_e	Compresibilidad efectiva	
\emptyset	Porosidad	
S_w	Saturación de Agua	

IX. REFERENCIAS

1. GUILLEMONT J. "Geología del Petróleo" traducción de Fernando Meléndez Hevia. Paraninfo 1971. Madrid.
2. MUSKAT M. "Physical Principles of Oil Production". Mc. Graw Hill Book Company, Inc. 1970
3. CRAFT B.B. y HAWKINS M.F. "Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos". Traducción de Hernando Vásquez Silva. Ed. Tecnos 1968, pgs. 91-95-143-225 178, 182.
4. SYLVAIN J. PIRSON "Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos" Traducción de Hernando Vásquez Silva. Ediciones OMEGA S.A. Barcelona 1965. Pgs. 46-55, 213 351, 386, 483, 47-55, 260.
5. AMIX J.W. BASS D.M. WHITING R.L. "Petroleum Reservoir - Engineering". Mc Graw Hill Book Co. Inc. 1960. Pgs. 490, 43-53, 450-457.
6. GUERRERO E.T. y STEWART F.M. "Practical Reservoir Engineering" The Oil and Gas Journal. Pg. 53.
7. CARBALLEDA T.R. y MENDOZA A.A. "Descripción de la Operación y Procedimiento de cálculo del Análisis PVT de Fluidos del Yacimiento. PEMEX. Superintendencia de Explotación. 1969.

8. RAMANA V. V. and VENTANARAYANA "An Air Porosimeter for the Porosity of Rocks". National Geophysical Research Institute Hyderabad, INDIA. Abril 4-1970.
9. CARL - GATLIN. "Petroleum Engineering - Drilling And Well Completation". Prentice-Hall, Inc. 1960, pg. 21.
10. PUZIN L.A. "What are Well-Logging Methods" Reproducción de Artículos de Petróleo Interamericano. - SCHLUMBERGER SURENCO S.A. Junio-Diciembre 1962. pg. 3.
11. MORALES R.G. "Estudio Comparativo de los Métodos de los Análisis de los Registros Eléctricos en Arenas" Tesis Profesional. Instituto Politécnico Nacional. México 1967. Pg. 40.
12. SCHLUMBERGER DOCUMENTO. Fundamentos de la Interpretación de Perfiles. 1970. pg. 36, 29.
13. GUEVARA O.A. "Evaluación de los Diferentes Métodos de Interpretación de los Registros de Pozos y su aplicación a los problemas prácticos de Campo". Tesis Profesional. ESPOL 1973. pg. 75.
14. TEXIER M.P., ALGER R.P., DON C.A. "Perfilaje Sónico". SCHLUMBERGER. Houston-Texas. Pgs. 1, 2, 3, 4.

15. LOG Interpretation Charts. SCHLUMBERGER. 1968.
16. D. HAVLENA, A.S. ODEN. "The Material Balance as an Equation of a Straight Line. Petroleum Translations - Reprint series, N^o 3. 1970. pg. 66.
17. HOWAR N. HALL, "Compressibility of Reservoir Rocks" Trans. AIME. 1953. Vol. 198. Pg. 309.
18. FATT, I. "Pore Volumen Compressibilities of Sandstone Reservoir Rocks, Trans. AIME, 1958. Vol. 213. pg. 362.
19. CARPENTER, C.B. y G.B. SPENCER "Measurements of Compressibility of Consolidated Oil-Bearing Sandstone U.S. Bur. Mines Reprint 3540.
20. AREVALO G.V. "Cálculo Volumétrico de Reservas de un Yacimiento del Oriente Ecuatoriano". Tesis Profesional. ESPOL. 1973.

T A B L A N° 1

RELACION DE POZOS PERFORADOS

Pozo N°	EMR (m)	CIMA DE LA CALIZA		Contacto w/o	ESPESOR	
		Densidad MBNM	Porosidad MBNM		Bruto	Neto Poroso
2	152	2071	2081	2153	72	70
5	166	2066	2085	2120	35	30
6	98	2058	2067	2123	56	41
7	97	2082	2095	2148	53	35
8	140	2064	2068	2144	76	54
9	102	2064	2078	2116	38	38
13	140	2065	2082	2082	0	0
14	210	2047	2058	2089	31	26
18	136	2073	2083	2128	45	41
20	100	2062	2072	2097	25	20
22	215	2063	2067	2130	63	62
25	110	2056	2070	2105	35	31
26	137	2041	2075	2075	0	0
27	104	2039	2048	2058	10	6
29	203	2051	2059	2097	38	28
31	207	2052	2068	2101	33	32
32	121	2055	2063	2095	32	23
34	105	2063	2079	2118	39	33
36	141	2063	2078	2098	20	17
38	97	2051	2060	2097	37	37
39	149	2071	2089	2128	39	37
42	176	2060	2082	2100	18	18

T A B L A N° 1
(Cont.)

RELACION DE POZOS PERFORADOS

Pozo N°	EMR (m)	CIMA DE LA CALIZA		Contacto w/o	ESPESOR	
		Densa mBm	Porosa mBm		Bruto	Neto Poroso
43	192	2049	2071	2088	17	13
44	122	2065	2084	2118	34	33
45	124	2073	2087	2111	24	17
46	133	2071	2086	2127	41	33
47	89	2055	2068	2108	40	18
48	106	2060	2077	2129	52	44
49	86	2043	2043	2111	68	49
50	95	2066	2104	2149	45	14
51	84	2074	2091	2144	53	27
52	105	2064	2081	2122	41	20
53	83	2082	2097	2139	42	31
56	114	2030	2062	2062	0	0
57	112	2070	2088	2116	28	27
58	229	2069	2083	2132	49	43
59	189	2080	2101	2135	34	33
60	123	2066	2067	2129	62	55
61	111	2069	2083	2143	60	56
62	111	2073	2095	2142	47	40
63	101	2090	2106	2151	45	41
64	124	2056	2071	2097	26	13
65	101	2062	2067	2090	23	8
66	127	2059	2073	2096	23	21
67	106	2058	2067	2096	22	21

T A B L A N° 1
(Cont.)

RELACION DE POZOS PERFORADOS

POZO N°	EMR (m)	CIMA DE LA CALIZA		Contacto w/o	ESPESOR	
		Densa mBm	Porosa mBm		Bruto	Neto Poroso
68	95	2045	2053	2097	44	25
69	92	2048	2058	2112	54	51
70	94	2044	2070	2096	26	19
71	91	2040	2058	2099	41	37
72	113	2080	2096	2137	41	39
73	95	2079	2096	2125	29	13
74	116	2074	2097	2129	32	32
75	95	2054	2066	2106	40	29
76	97	2059	2077	2098	21	20
79	97	2049	2054	2114	60	34
80	93	2076	2086	2096	10	7
81	89	2064	2070	2112	42	19
82	82	2073	2091	2131	40	31
84	119	2063	2101	2106	5	5
85	180	2063	2079	2123	44	44
86	168	2081	2099	2135	36	36
87	139	2071	2092	2122	30	30
88	156	2075	2092	2143	51	48
89	126	2071	2078	2144	66	57
93	105	2059	2073	2091	18	10
94	97	2057	2063	2102	39	28
95	96	2047	2047	2109	62	40

T A B L A N° 1
(Cont.)

RELACION DE POZOS PERFORADOS

Pozo N°	EMR (m)	CIMA DE LA CALIZA		CONTACTO w/o	ESPESOR	
		Densa mBm	Porosa mBm		Bruto	Neto Poroso
98	88	2076	2090	2118	28	22
99	89	2082	2088	2117	29	16
100	117	2118	2122	2122	0	0
101	109	2080	2084	2091	7	6
102	86	2080	2089	2107	18	12
103	84	2085	2100	2151	51	26
104	125	2059	2064	2120	56	30
105	108	2066	2079	2086	7	7
106	99	2066	2084	2084	0	0
107	95	2060	2075	2110	35	20
108	106	2083	2089	2109	20	12
109	100	2072	2089	2100	11	3
110	151	2063	2085	2121	36	32
111	163	2060	2080	2122	42	37
112	207	2066	2083	2134	51	50
113	130	2156	2174	2174	0	0
116	86	2084	2104	2154	50	22
117	81	2076	2099	2152	53	29
119	206	2073	2096	2122	26	22

T A B L A N º 2

CALCULO DE LA PRESION ESTADISTICA AL PLANO DE REFERENCIA

(1) Pozo N º	(2) MR	(3) DU	(4) DMP	(5) GP	(6) ΔD $(4) - (3)$	(7) ΔP $(5) \times (6)$	(8) PU	(9) PMP $(7) + (8)$
3	211	2300	2303.0	0.1010	3.0	0.30	155.5	155.80
6	98	2145	2189.0	0.0740	44.0	3.26	150.9	154.16
32	121	2200	2200.0	0.1000	0.0	0.00	161.4	161.40
42	176	2265	2263.0	0.0970	-2.0	-0.19	129.8	129.61
43	192	2245	2269.0	0.1010	24.0	2.42	167.4	169.82
46	133	2205	2229.0	0.0750	24.0	1.80	138.6	140.40
63	101	2200	2210.5	0.1010	10.5	1.06	168.3	169.36
64	124	2200	2209.5	0.0810	9.5	0.77	111.4	112.17
70	94	2135	2156.0	0.0790	21.0	1.66	158.7	160.36
72	113	2180	2214.0	0.0750	34.0	2.55	154.3	156.85
76	97	2180	2180.0	0.0740	0.0	0.00	97.1	97.10
79	97	2170	2197.5	0.1020	27.5	2.81	167.4	170.21
84	119	2225	2227.0	0.0960	2.0	0.19	150.2	150.31
88	156	2235	2258.0	0.0760	23.0	1.75	159.1	160.85
99	89	2160	2182.0	0.0760	22.0	1.67	115.1	116.77
107	95	2155	2178.5	0.1030	23.5	2.42	191.2	193.62
108	106	2180	2200.0	0.1030	20.0	2.06	183.8	185.86
110	151	2225	2243.0	0.0680	18.0	1.22	159.4	160.62
117	81	2200	2200.0	0.1070	0.0	0.00	195.9	195.90

T A B L A N° 2
(Cont.)

CALCULO DE LA PRESION ESTADISTICA AL PLANO DE REFERENCIA

Pozo N°	(10) DPR	(11) GY	(12) ΔD (10) - (4)	(13) ΔP (11) x (12)	PPR (9) + (13)
3	2309	0.07055	6.0	0.42	156.22
6	2196	0.07070	7.0	0.49	154.65
32	2219	0.07038	19.0	1.33	162.73
42	2274	0.07145	11.0	0.77	130.38
43	2290	0.07050	21.0	1.47	171.29
46	2231	0.07105	2.0	0.14	140.54
63	2199	0.07047	-11.5	-0.77	168.59
64	2222	0.07205	12.5	0.84	113.01
70	2192	0.07040	36.0	2.52	162.87
72	2211	0.07050	-3.0	-0.21	156.64
76	2195	0.07263	15.0	1.05	98.15
79	2195	0.07050	-2.5	-0.17	170.04
84	2217	0.07073	-10.0	-0.70	149.81
88	2254	0.07038	-4.0	-0.28	160.57
99	2187	0.07195	9.0	0.63	117.40
107	2193	0.07080	18.5	1.29	194.91
108	2204	0.07070	8.0	0.56	186.42
110	2249	0.07037	10.0	0.70	161.32
117	2179	0.07085	-21.0	-1.47	194.43

T A B L A N º 3

CALCULO DE LA PRESION MEDIA A PARTIR DEL PLANO ISOBARICO

ISOBARIICAS Kg/cm ²	Area de las Curvas (4 x 10 ⁴ m ²)	Area entre las Curvas (4 x 10 ⁴ m ²)	Presión Media del Area Kg/cm ²	Area por Presión (Kg/cm ² x 4x10 ⁴ m ²)
98	0.0	0.0	--	--
100	1.6	1.6	99	158.4
120	16.5	14.9	110	1639.0
140	50.1	33.6	130	4368.0
150	115.4	65.3	145	9468.5
160	201.2	85.8	155	13299.0
170	271.3	70.1	165	11566.5
180	336.8	65.5	175	11462.5
190	431.1	94.3	185	17445.5
200	470.5	39.4	195	7683.0
210	502.3	31.8	205	6519.0

83609.4

Isobárica Máxima = 512.2 x 4 x 10⁴ m²

Presión Media = 164 Kg/cm²

T A B L A N° 4

VARIACION DEL VOLUMEN DE ROCA VS. PROFUNDIDAD

Profundidad (m)	Area de la Gráfica cm ²	Volumen de Roca (10 ⁶ m ³ R)
2043	0.0	0.0
2060	2.5	50
2080	7.4	148
2100	18.2	364
2130	30.7	614
2170	33.5	670

T A B L A N° 5
 DATOS OBTENIDOS DEL LEVANTAMIENTO DE PRESION

Pozo	DU mBMR	GP Kg/cm ² /m	PU ² Kg/cm ²	GY ² Kg/cm ² /m
3	2300	0.1010	155.5	0.07055
6	2145	0.0740	150.9	0.07070
32	2200	0.1000	161.4	0.07038
42	2265	0.0970	129.8	0.07145
43	2245	0.1010	167.4	0.07050
46	2205	0.0750	138.6	0.07105
63	2200	0.1010	168.3	0.07047
64	2200	0.0810	111.4	0.07205
70	2135	0.0790	158.7	0.07040
72	2180	0.0750	154.3	0.07050
76	2180	0.0740	97.1	0.07263
79	2170	0.1020	167.4	0.07050
84	2225	0.0960	150.2	0.07073
88	2235	0.0760	159.1	0.07038
99	2160	0.0760	115.1	0.07195
107	2155	0.1030	191.2	0.07080
108	2180	0.1030	183.8	0.07070
110	2225	0.0680	159.4	0.07037
117	2200	0.1070	195.9	0.07085

DU = Profundidad a la última estación

PU = Presión a la última estación

GP = Gradiente del pozo

GY = Gradiente del gacimiento

T A B L A N° 6
 CONTACTO AGUA - PETROLEO
 CORTE A - B

Puntos	Cotas (m. de Profundidad)	DISTANCIA HORIZONTAL	
		cm. P	mT.
0	2058	0.0	0.0
1	2070	1.5	3 x 10 ²
2	2080	3.0	6 x 10 ²
4	2090	4.2	8.4 x 10 ²
5	2100	5.5	11 x 10 ²
6	2100	13.7	27.4 x 10 ²
7	2110	14.4	28.8 x 10 ²
8	2110	18.3	36.6 x 10 ²
9	2120	21.7	43.4 x 10 ²
10	2130	22.5	45 x 10 ²
11	2140	22.8	45.6 x 10 ²
12	2150	23.2	46.4 x 10 ²

T A B L A N° 7

HISTORIA DE EXPLOTACION DEL CAMPO MANABI

Período	Presión (Kg/cm ²)	N _p (10 ⁶ m ³)	W _p (10 ⁶ m ³)
1	224.20	0.006383	0.000018
2	223.70	0.020314	0.000084
3	222.50	0.045772	0.000326
4	221.00	0.070681	0.000744
5	219.50	0.097393	0.001640
6	217.60	0.143039	0.003988
7	215.50	0.197849	0.006647
8	213.50	0.253446	0.009727
9	211.20	0.314265	0.012992
10	209.50	0.381249	0.017090
11	208.00	0.439101	0.020738
12	206.20	0.495316	0.025607
13	204.70	0.548206	0.029326
14	203.00	0.603862	0.033455
15	201.50	0.669210	0.038541
16	200.00	0.743793	0.042918
17	198.50	0.799351	0.046157
18	197.00	0.860003	0.050282
19	195.30	0.924731	0.053313
20	194.00	0.996246	0.058219
21	192.40	1.069912	0.063778
22	190.20	1.158290	0.066670

T A B L A N º 8

Período	$P \text{ Kg/cm}^2$ PI-PJ	$P' \text{ Kg/cm}^2$ $P(J-1) - P(J)$	B_0 m^3/m^3	NpB_0 10^6 m^3	BW wp 10^5 m^3
11	17.00	1.50	1.4097	6.190006	0.214016
12	18.80	1.80	1.4104	6.986927	0.264264
13	20.30	1.50	1.4110	7.735186	0.302644
14	22.00	1.70	1.4116	8.524115	0.345255
15	23.50	1.50	1.4120	9.449245	0.397743
16	25.00	1.50	1.4125	10.506076	0.442913
17	26.50	1.50	1.4130	11.294829	0.476340
18	28.00	1.50	1.4135	12.156142	0.518910
19	29.70	1.70	1.4140	13.075696	0.550190
20	31.00	1.30	1.4143	14.089907	0.600820
21	32.60	1.60	1.4147	15.136045	0.658188
22	35.00	2.40	1.4152	16.392120	0.708674

T A B L A N.º 8
(Continuación)

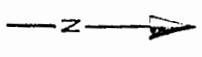
Período	Co x 10 ⁻⁴ (Kg/cm ²) ⁻¹	Ce x 10 ⁻⁴ (Kg/cm ²) ⁻¹	Boice ΔP x 10 ⁻⁴ (Kg/cm ²) ⁻¹	N ^o 10 ⁶ m ³ a.C.N.
11	3.311219	4.902966	117.190713	54.646157
12	2.757979	4.349727	114.975469	63.067293
13	2.835471	4.427219	126.360814	63.610154
14	2.500823	4.092570	126.591375	70.062999
15	1.888884	3.480589	115.001843	85.624612
16	2.360299	3.952047	138.914206	78.818358
17	2.359464	3.951212	142.218344	82.768290
18	2.358629	3.950377	155.518441	81.501924
19	2.080407	3.672155	153.342582	88.859117
20	1.631858	3.223606	140.504091	104.557290
21	1.767408	3.359156	153.968962	102.580635
22	1.472372	3.064120	150.785356	113.411506

Y.2115



115

Y.2114



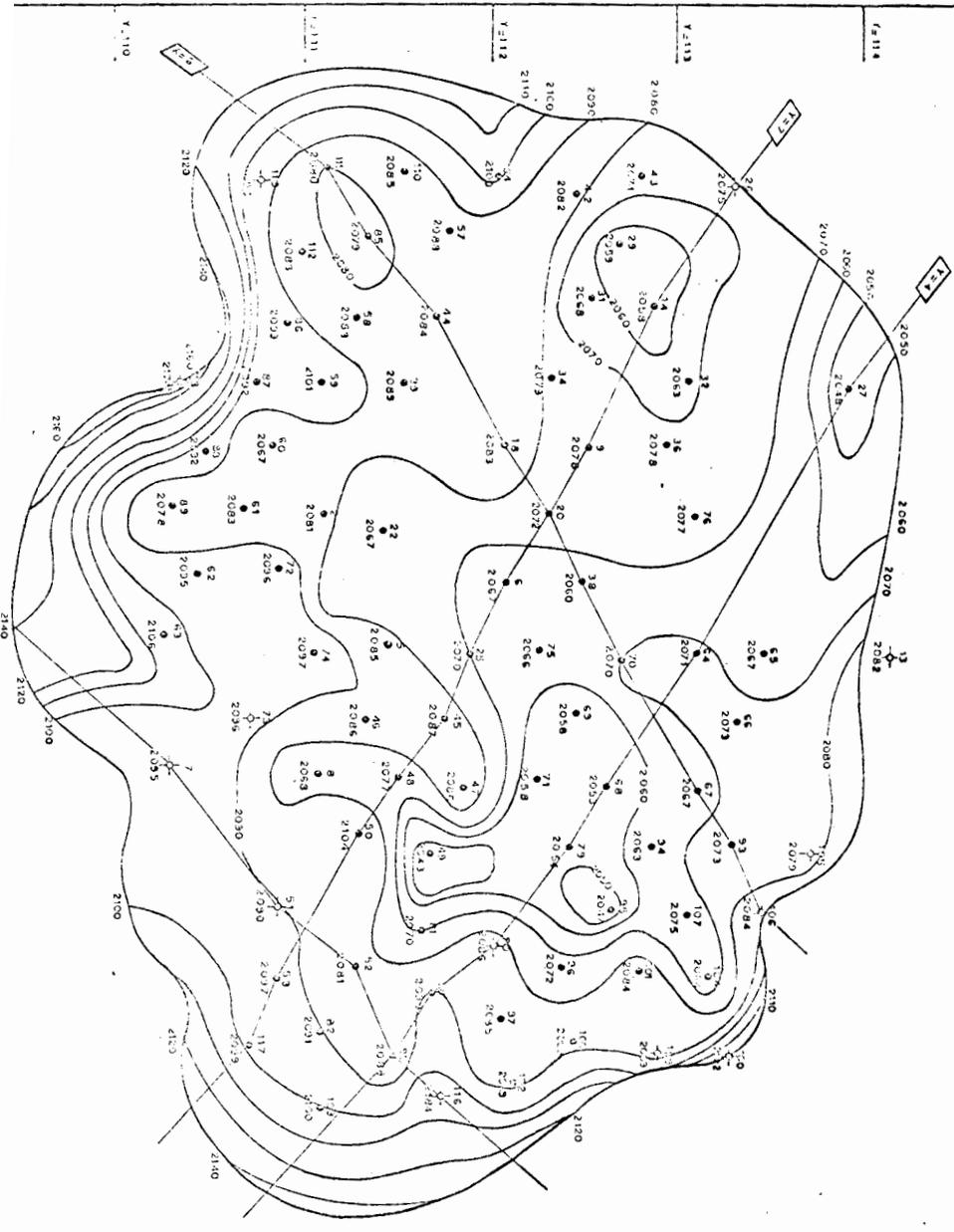
114

Y.2113

113

Y.2112

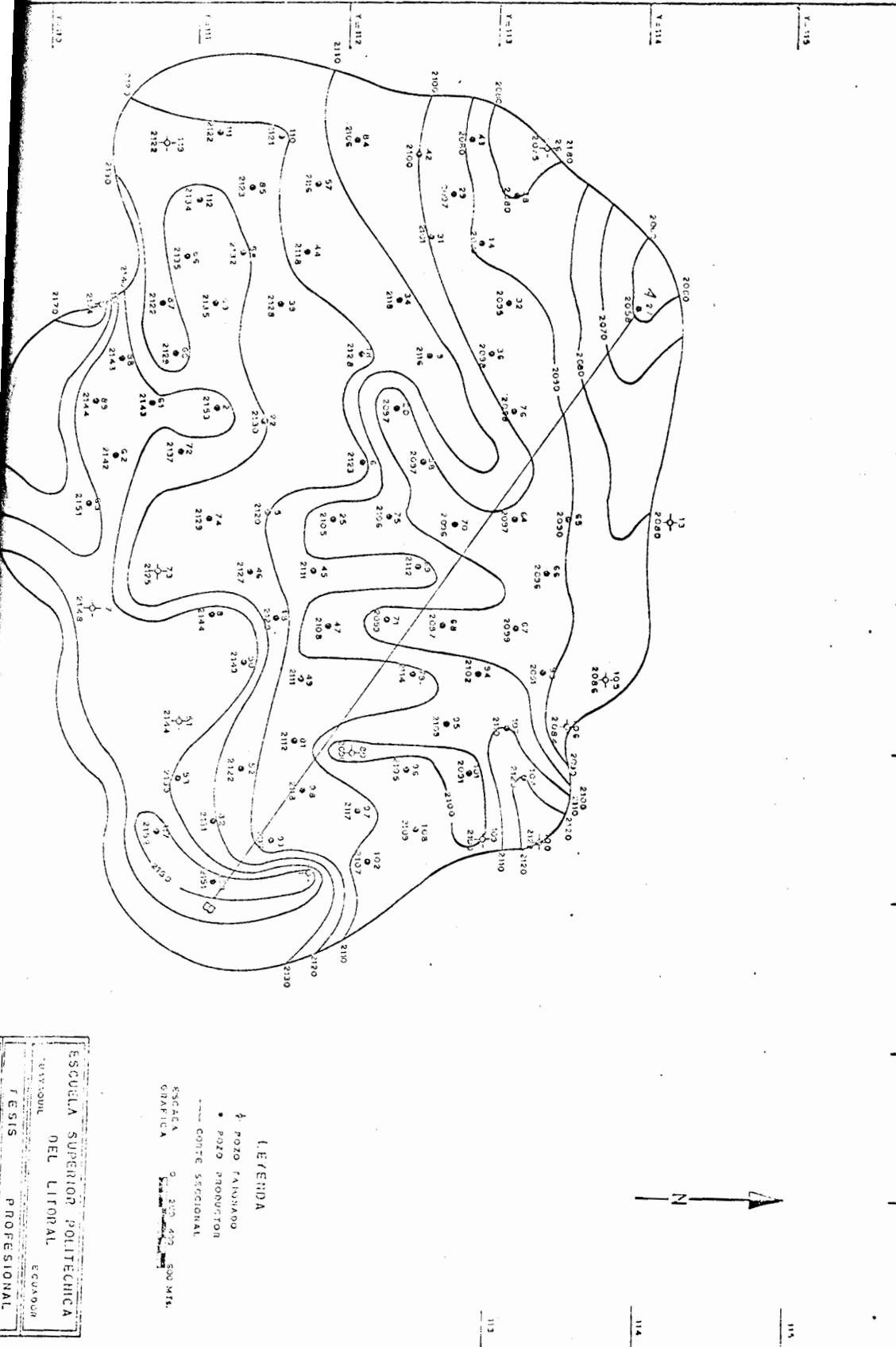
Y.2110



LEYENDA:

- POLA FARMADO
- POLA PRODUCTOR
- CONTE ESTRUCTURAL
- ESCALA 200 MTS. 1:1000
- ESCALA 200 MTS. 1:500

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA	
DEL LITORAL	
Ecuador	
GUAYASQUÍ	
TESIS	PROFESIONAL
CAMPO	MANIFI
LIMA	



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA
 DEL LITORAL
 GUAYAS
 ECUADOR

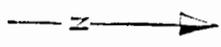
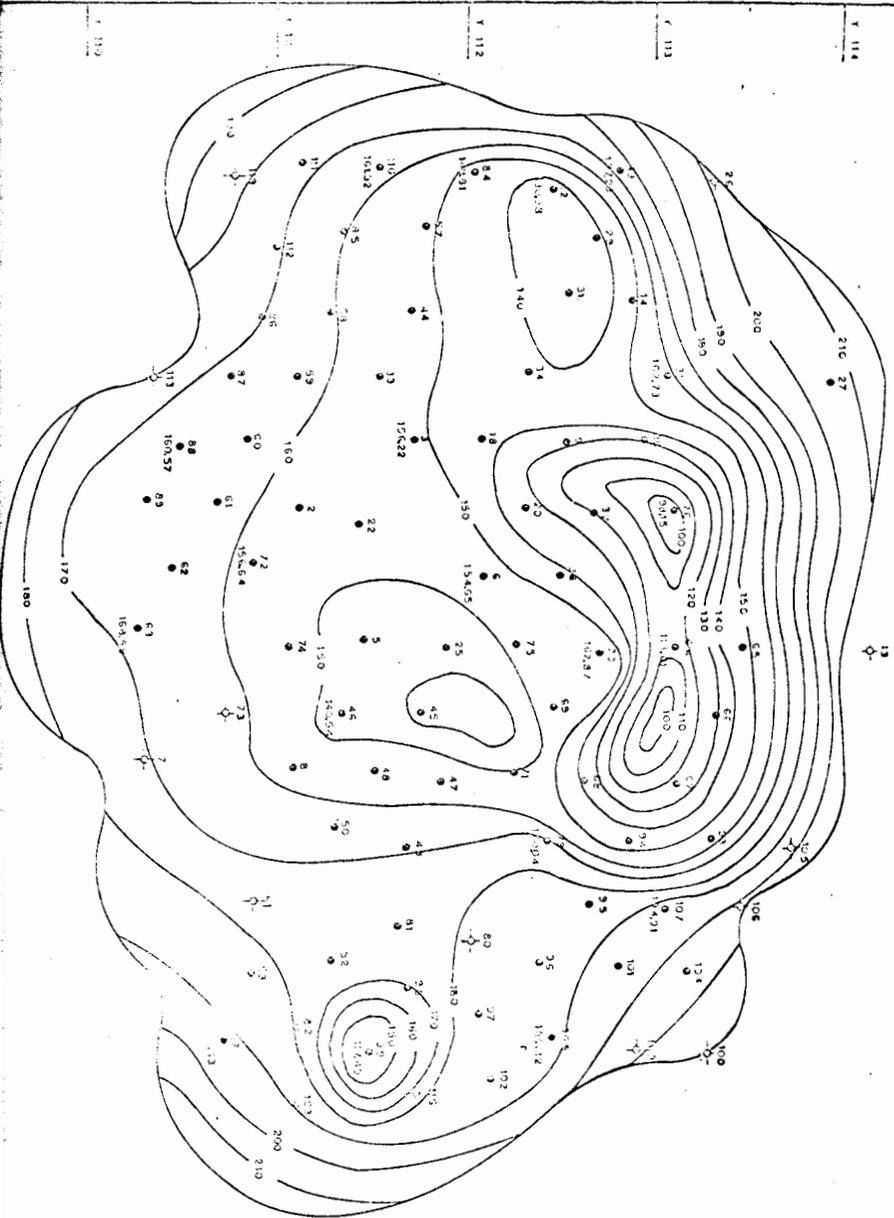
FACULTAD DE INGENIERÍA
 DE SISTEMAS PROFESIONALES
 CAMPO

LEGENDA

✕ POZO FAVORADO
 • POZO PRODUCTOR

CONTE. SECCIONAL

0 200 400 600 MET.

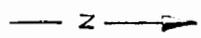
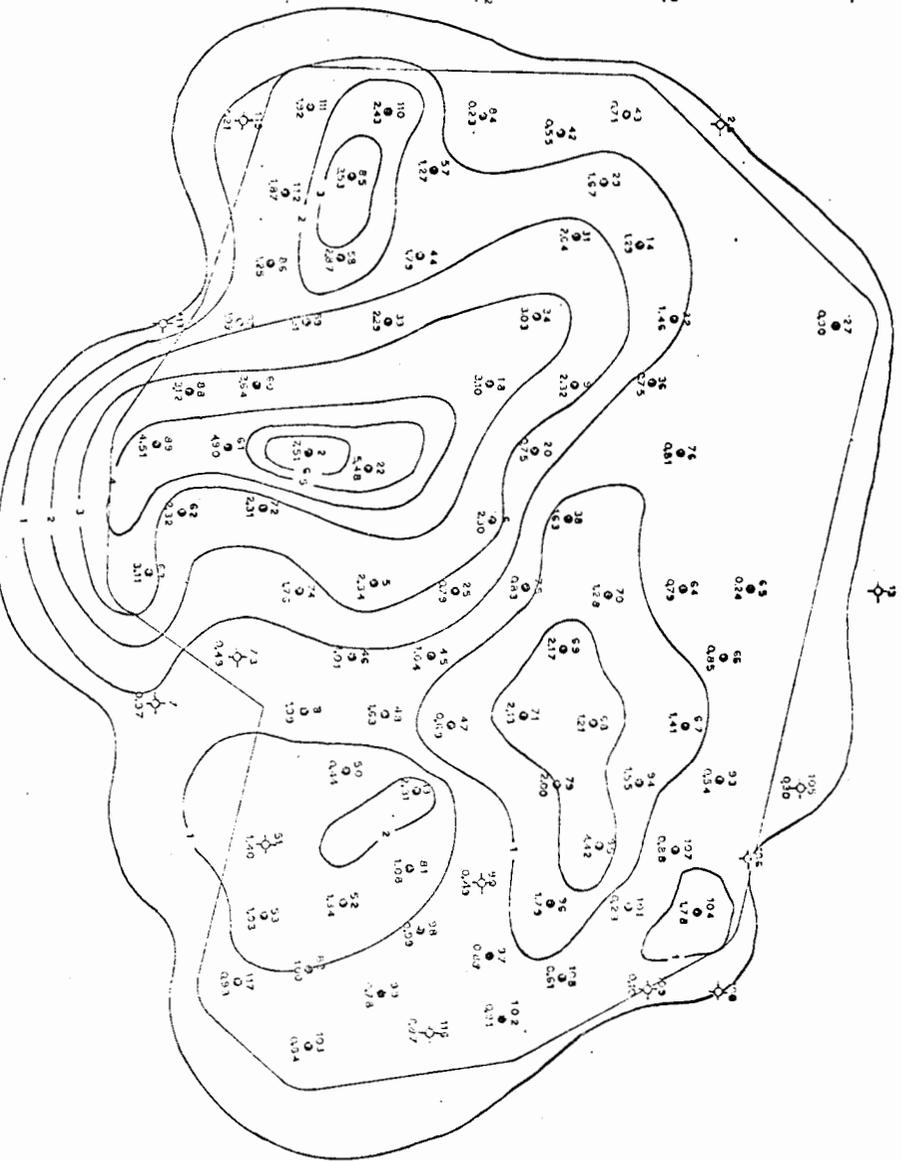


LEYENDA

- PAGO CAPUJANO
- PAGO PROYECTOR

ESCALA 0 500 MTS. 1:50,000

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA	
DEL LITORAL	
Ecuador	
CUAYAOUL	
FESIS	PROFESIONAL
CAMPO	MAHABI



LEYENDA

- POCO IMPROBADO
- POCO PRODUCTOR
- LIMITE AREA PROGRAMADA

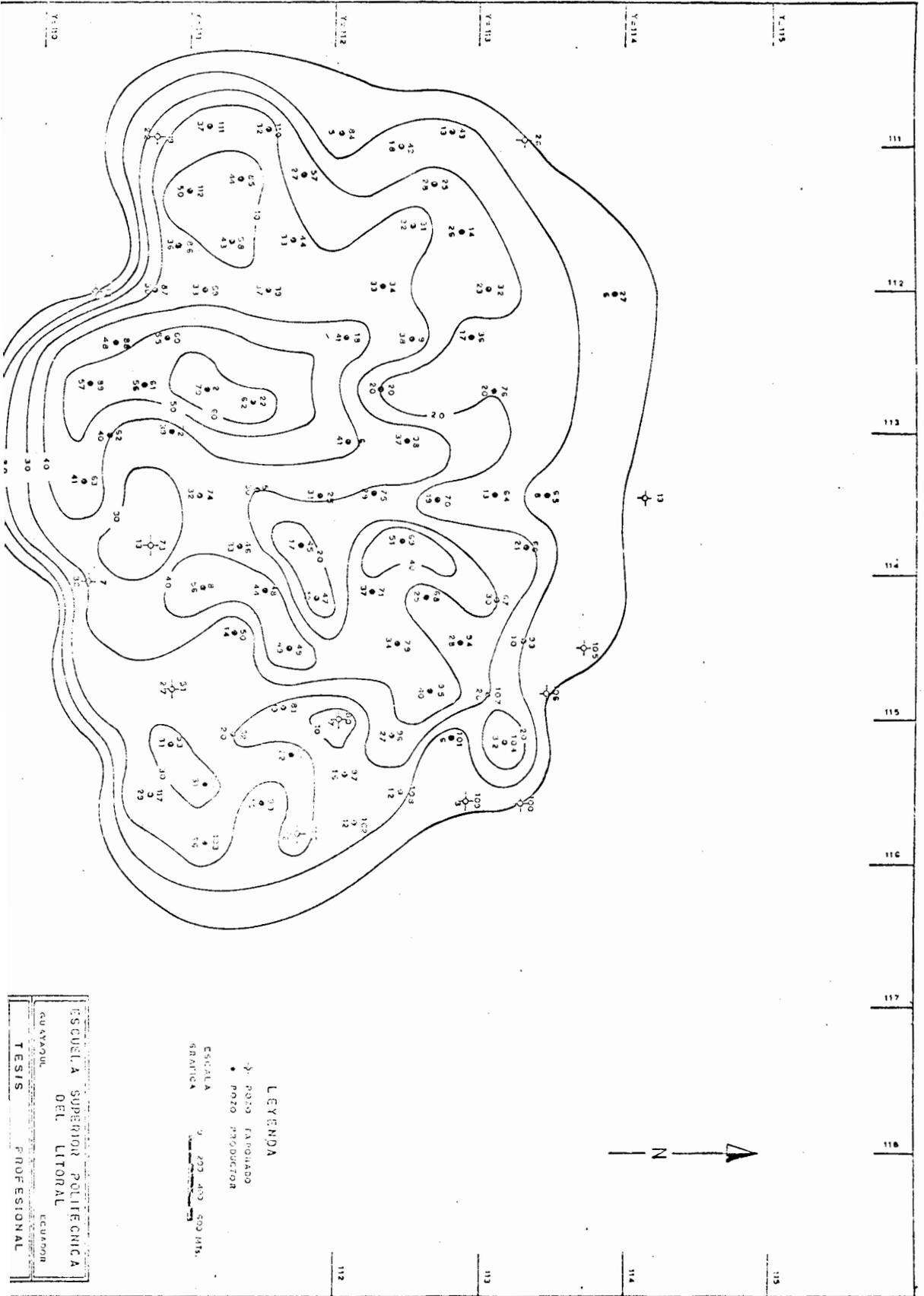
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

CUYABAMBO EQUADOR

ISIS PROFESIONAL

CAMPO MARABI

PLANO DE ISOLHIPOCARBUROS

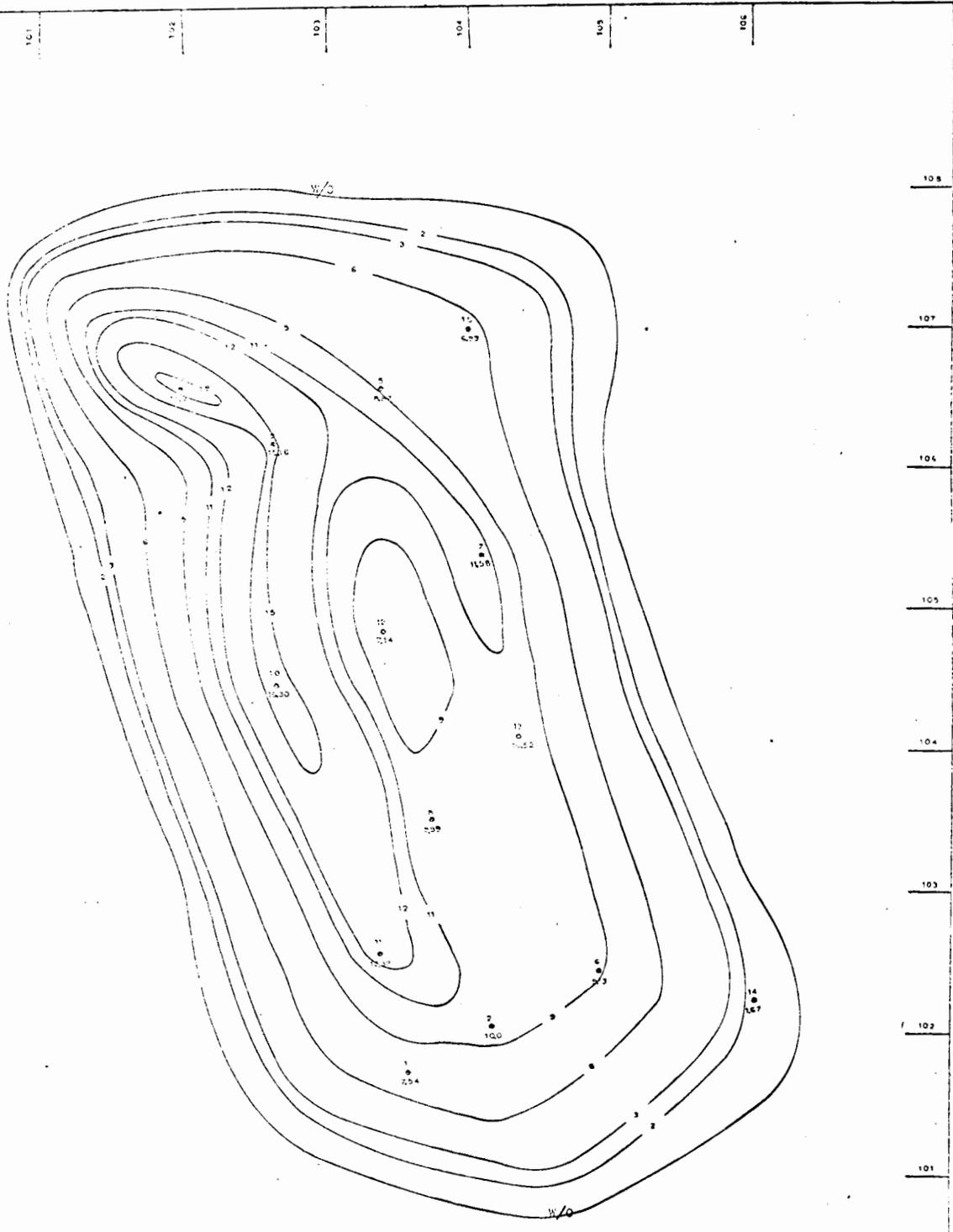


LEYENDA

- > POZO (ARROJADO)
- POZO PRODUCTOR

ESCALA 1:200 000 500 MTS.
 GRAFICA

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL		ECUADOR
GUAYACUL		TESIS PROFESIONAL



LEYENDA

- PUNTO PRODUCTOR
- w/o CONTACTO AGUA-ACEITE

ALA
FIGA 0 100 200 300 MTA.

ESCUOLA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL	
GUAYAQUIL	ECUADOR
TESIS	PROFESIONAL
CAMPO	ORIENTE
SOHIDROCARBUROS	
ELABORADO: H.MORENO	FECHA
ESCALA 1:25000	PLANO N°6

X 101

X 102

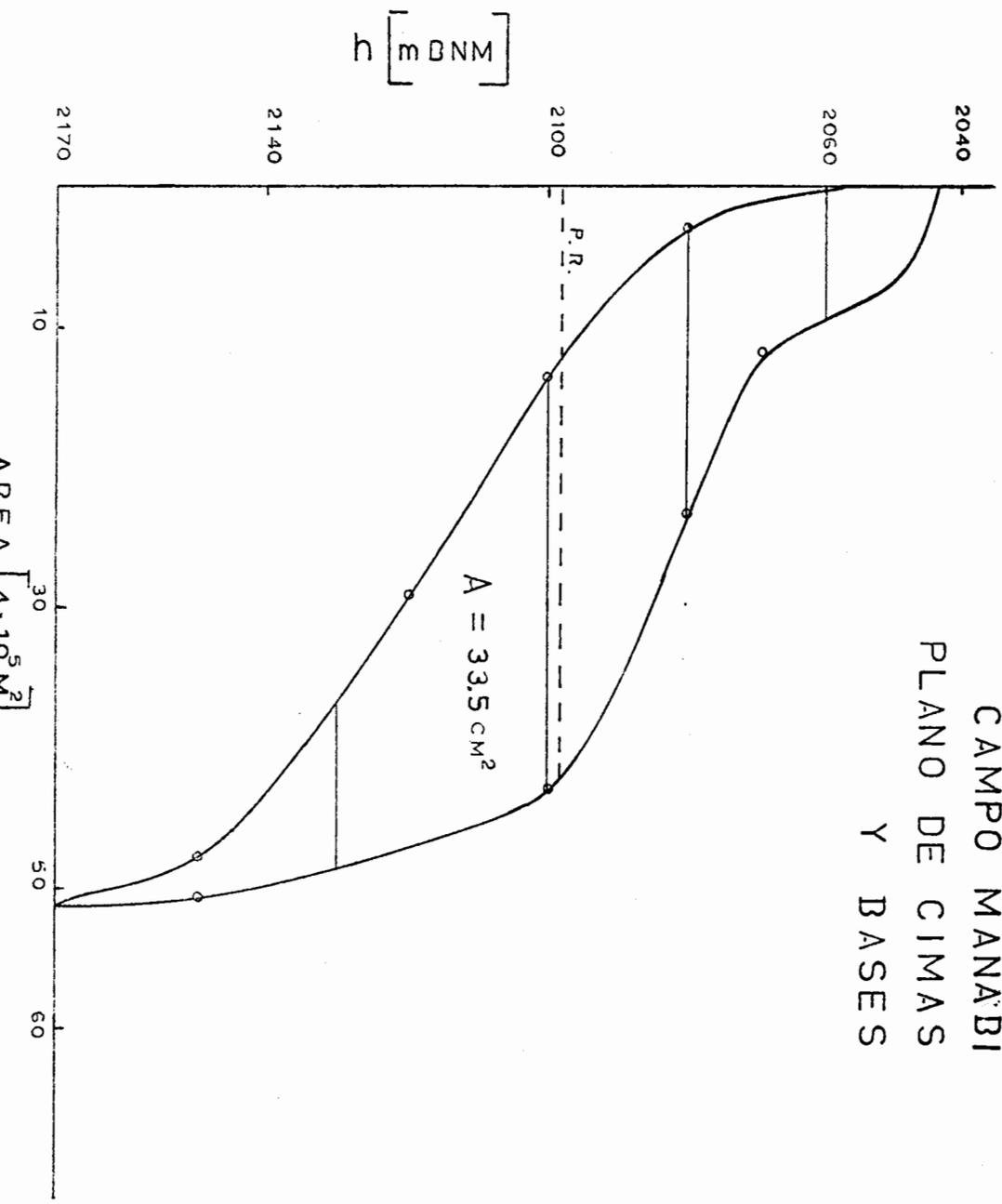
X 103

X 104

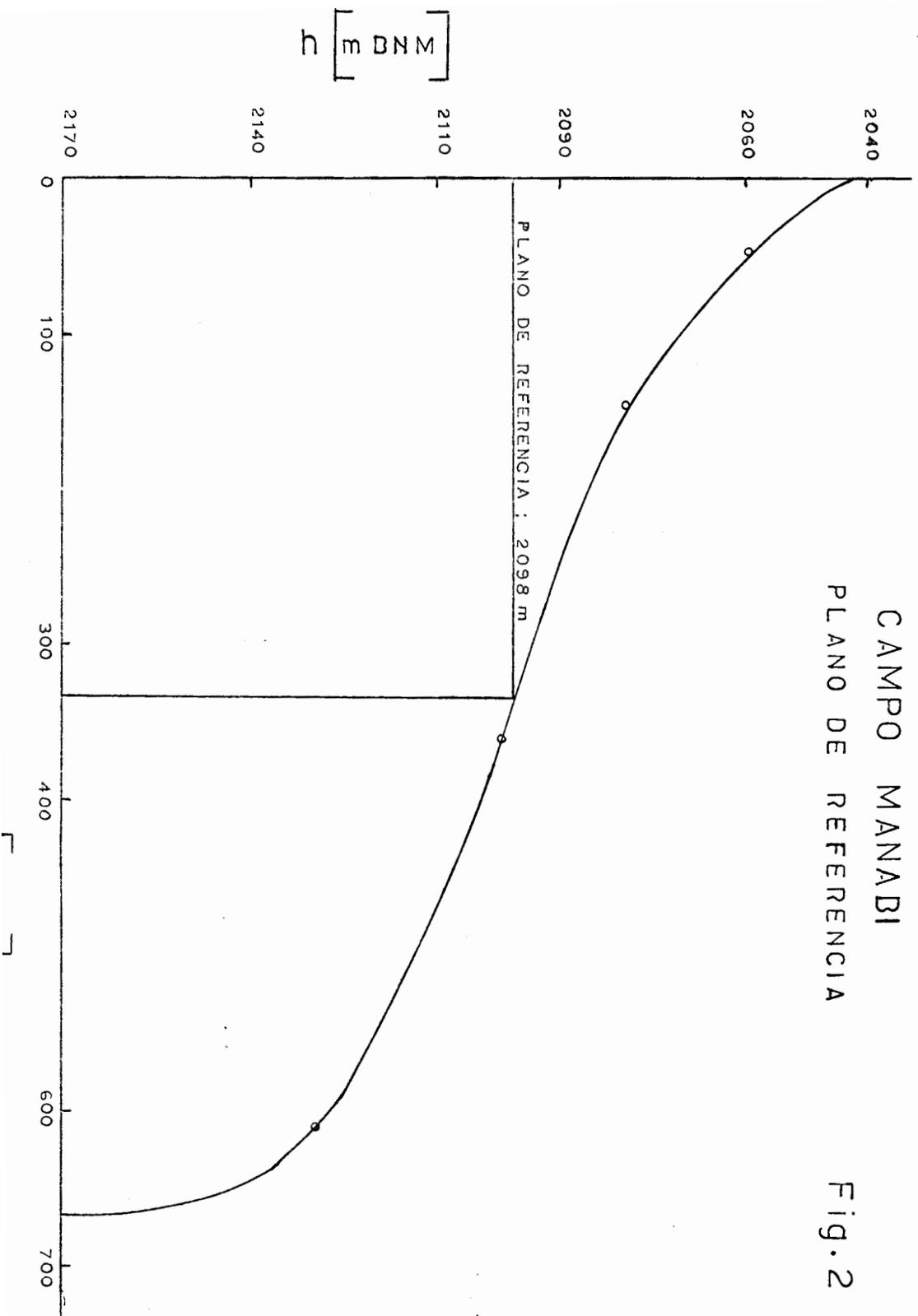
X 105

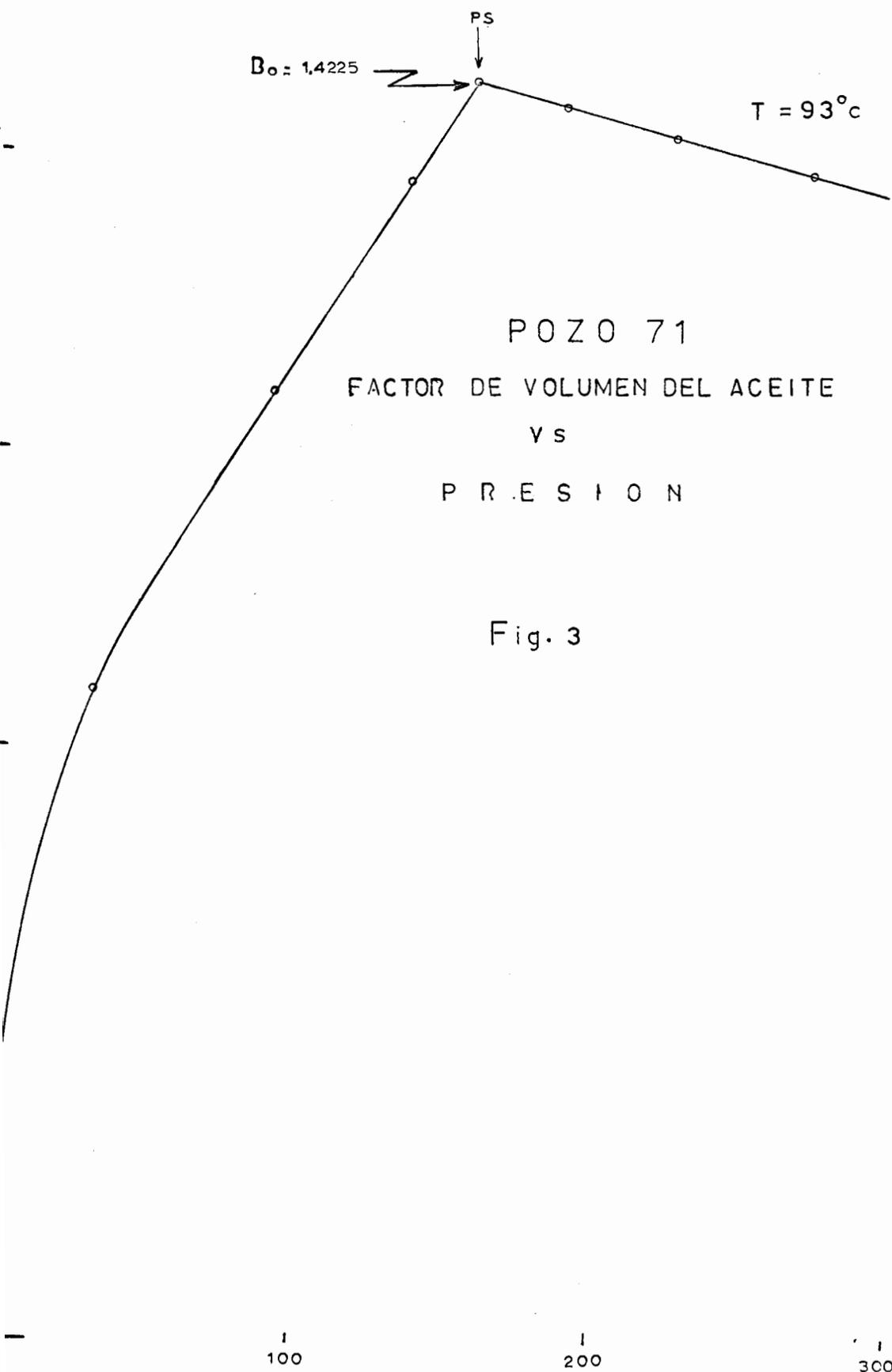
CAMPO MANABI
PLANO DE CIMAS
Y BASES

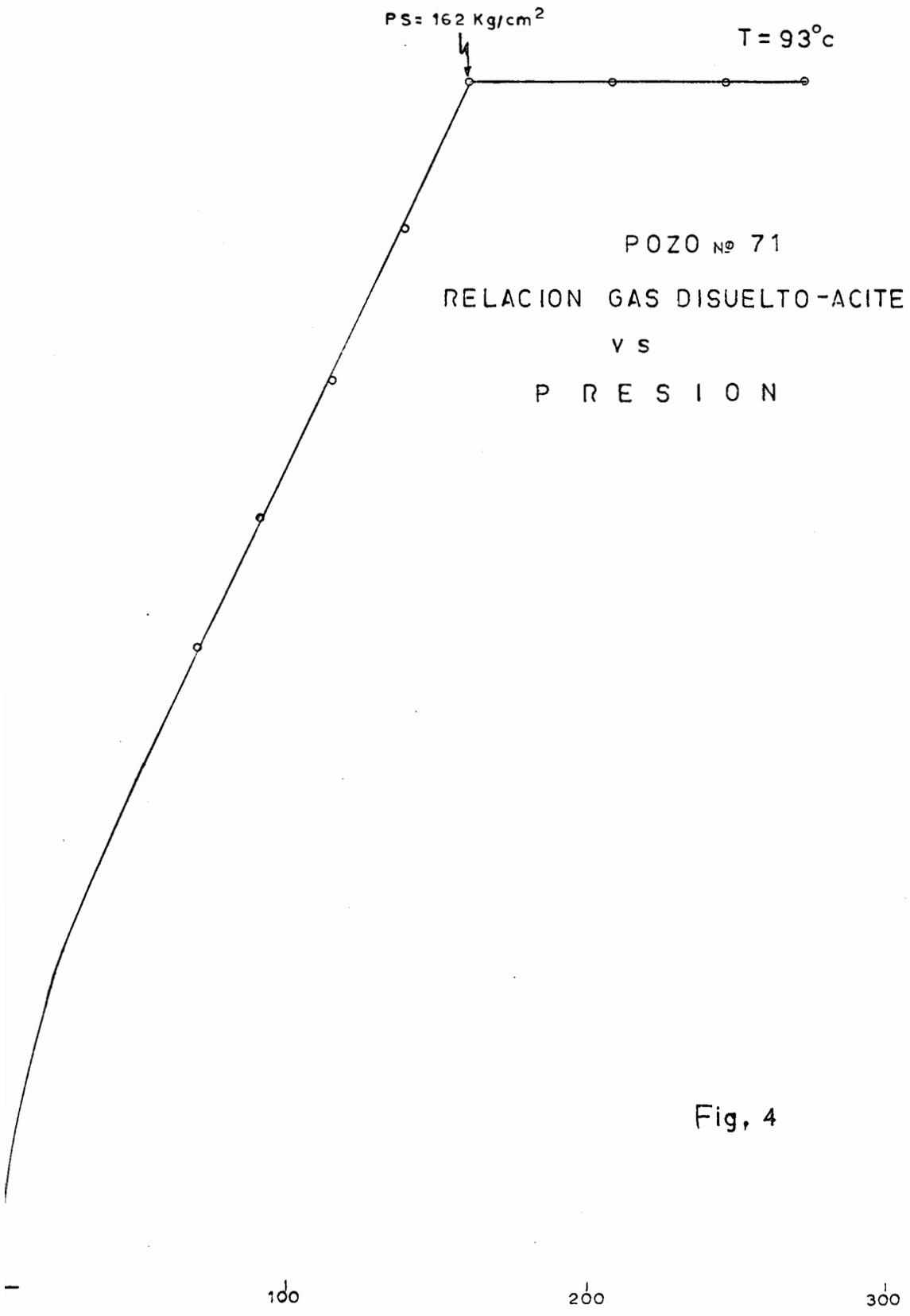
Fig. 1



CAMPO MANABI
PLANO DE REFERENCIA
Fig.2







Fig, 4

FACTOR DE VOLUMEN
DE LA FASE GASEOSA

V S

PRESION

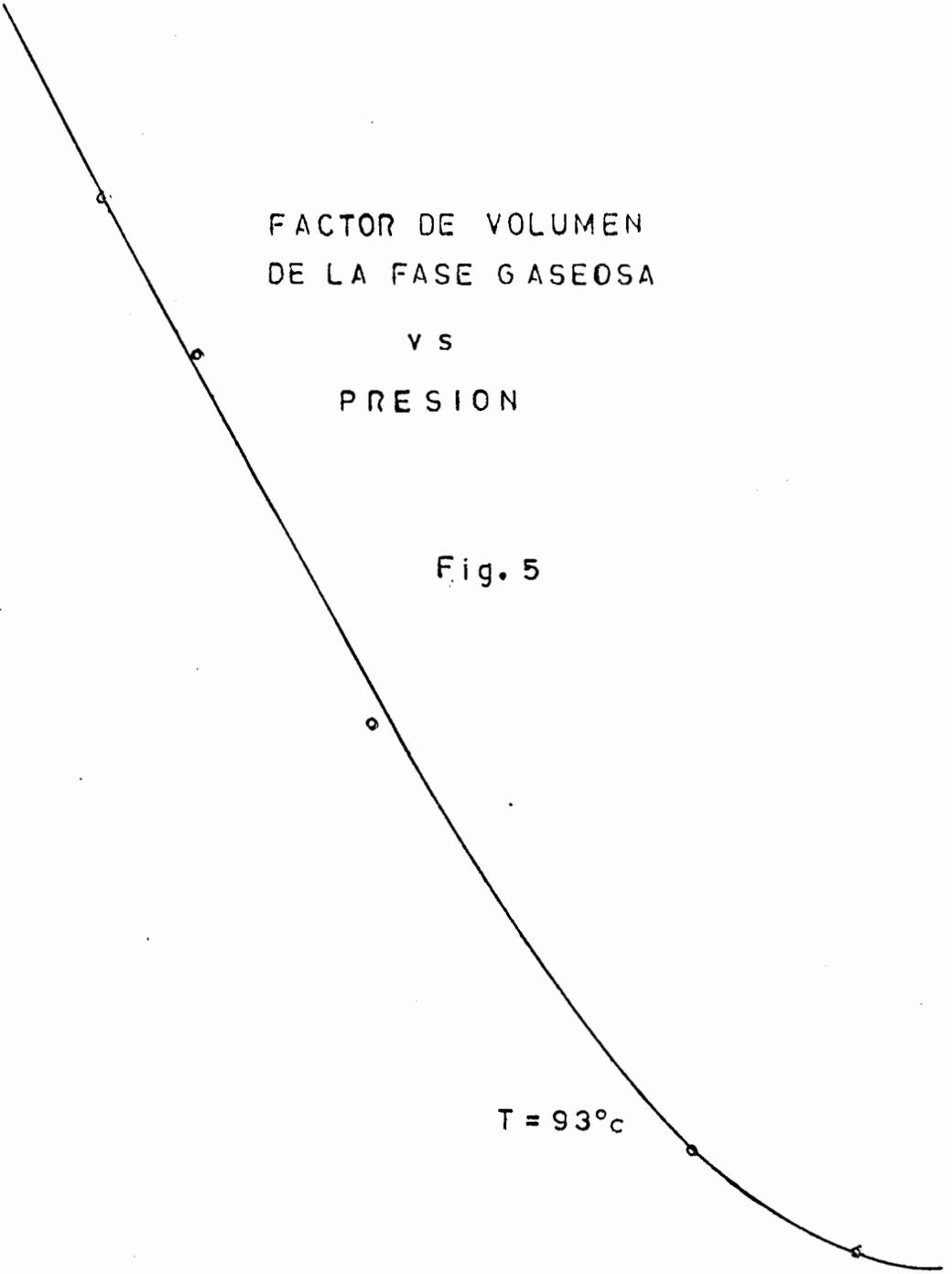
Fig. 5

$T = 93^{\circ}\text{C}$

50

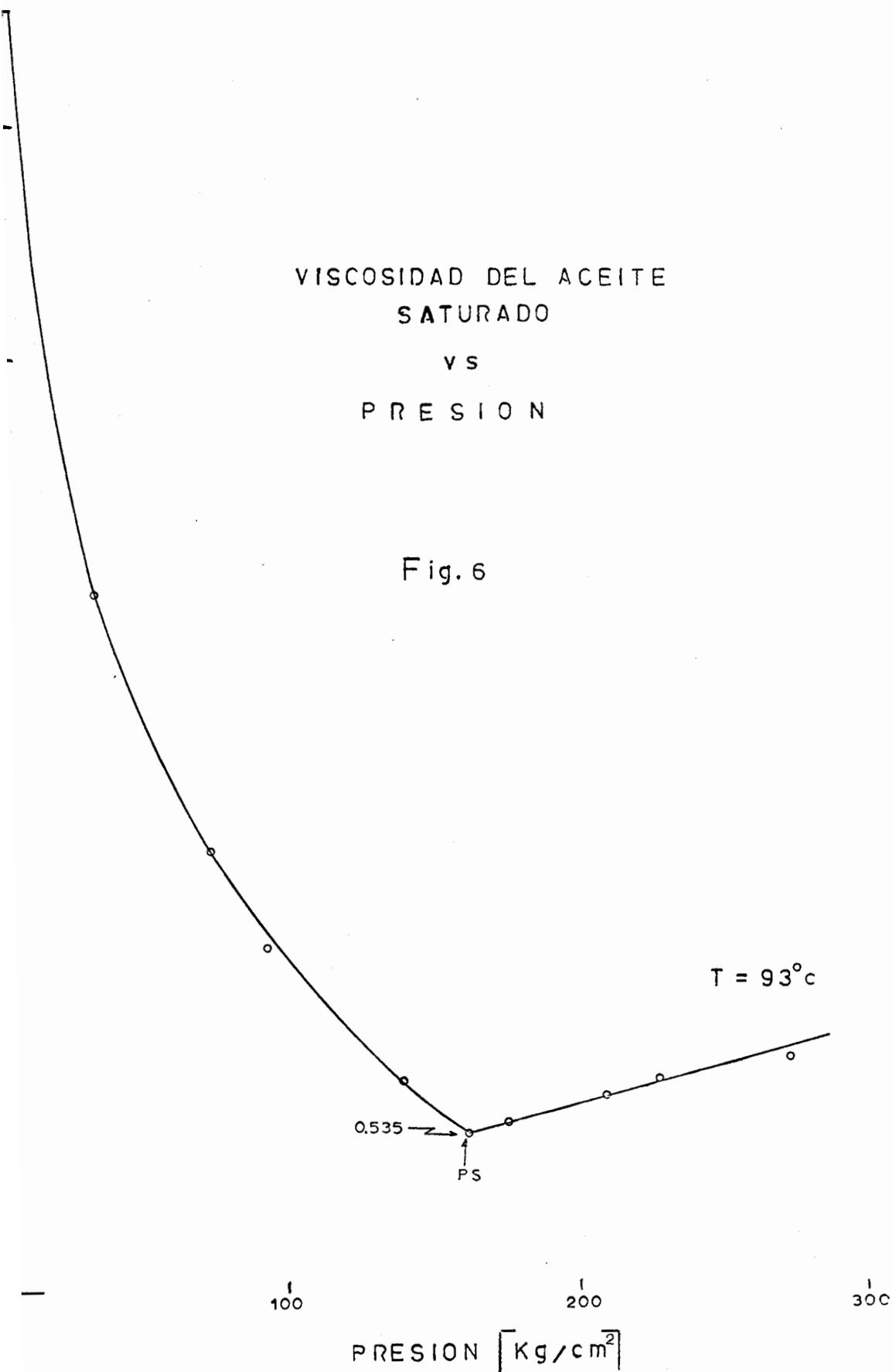
100

150

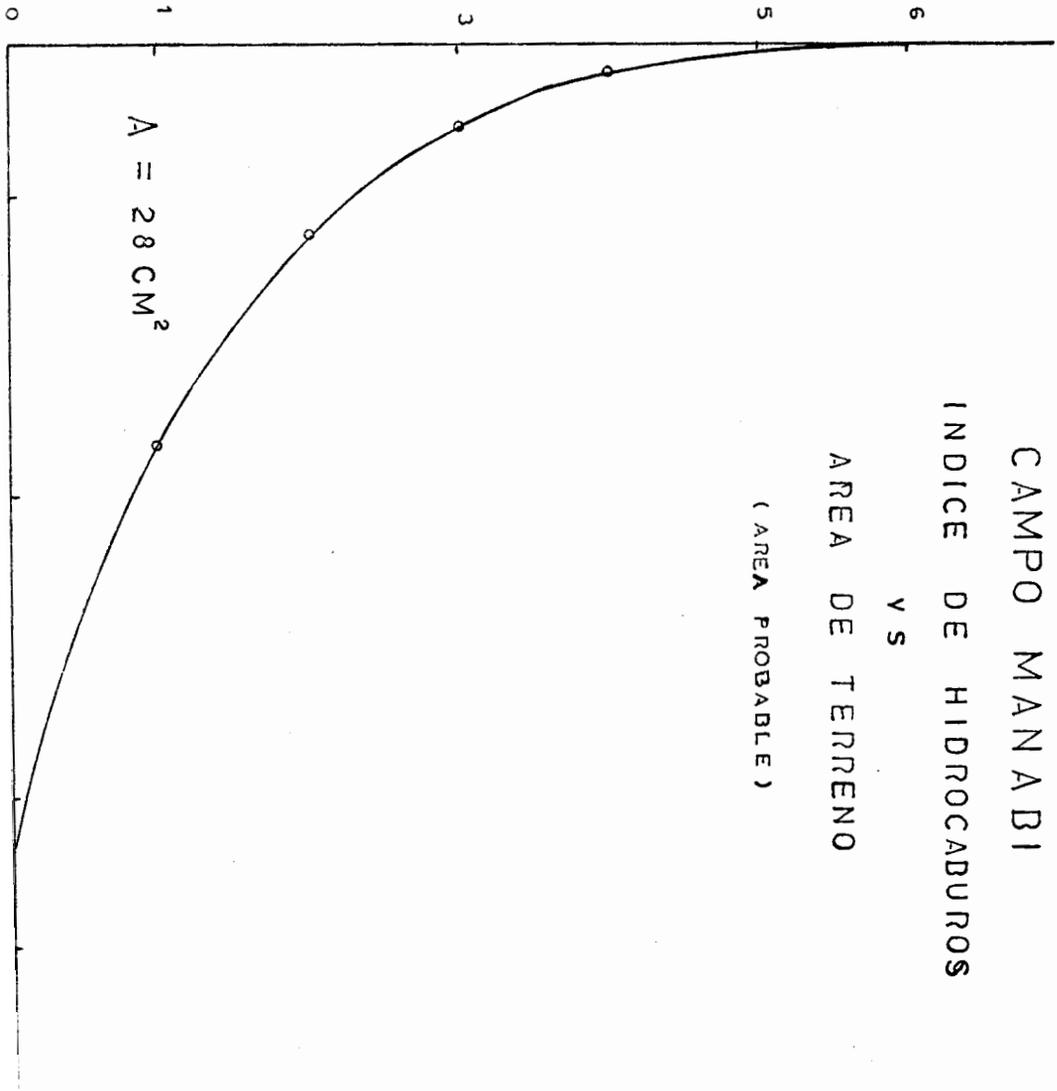


VISCOSIDAD DEL ACEITE
SATURADO
VS
PRESION

Fig. 6



$$I_h \left[\frac{M^3 \text{ Hc. a C.Y.}}{M^2 \text{ TERRENO}} \right]$$



CAMPO MANABÍ
INDICE DE HIDROCARBUROS
VS
AREA DE TERRENO
(AREA PROBABLE)

Fig. 7

CAMPO MANABI
INDICE DE HIDROCARBUROS

VS
AREA DE TERRENO
(AREA PROBADA)

$$I_h \left[\frac{M^3 \text{ Hc. a C.Y.}}{M^2 \text{ TERRENO}} \right]$$

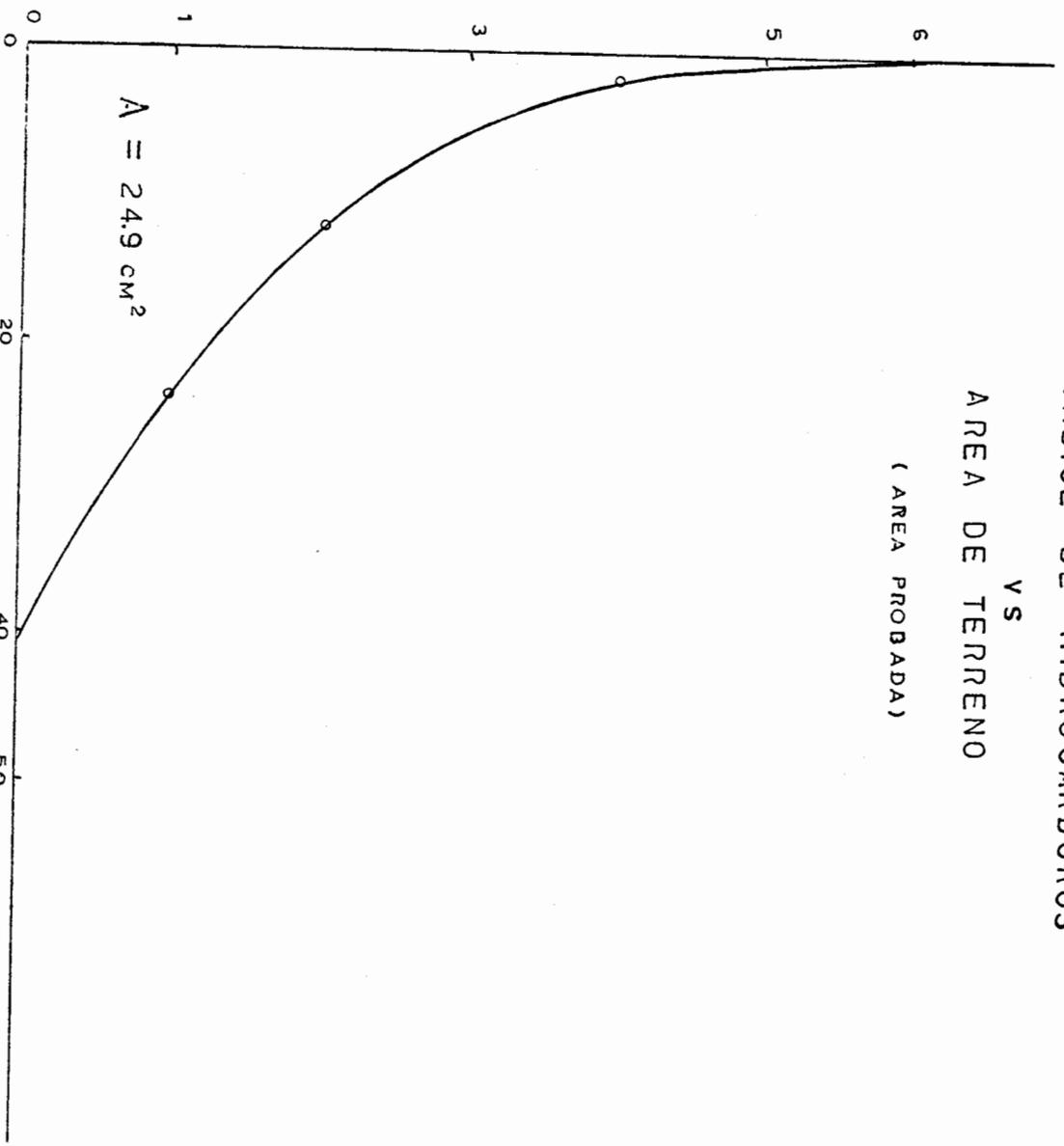


Fig. 8

CAMPO MANABI

ESPESOR DE LA FORMACION

VS

AREA DE TERRENO

(AREA PROBABLE)

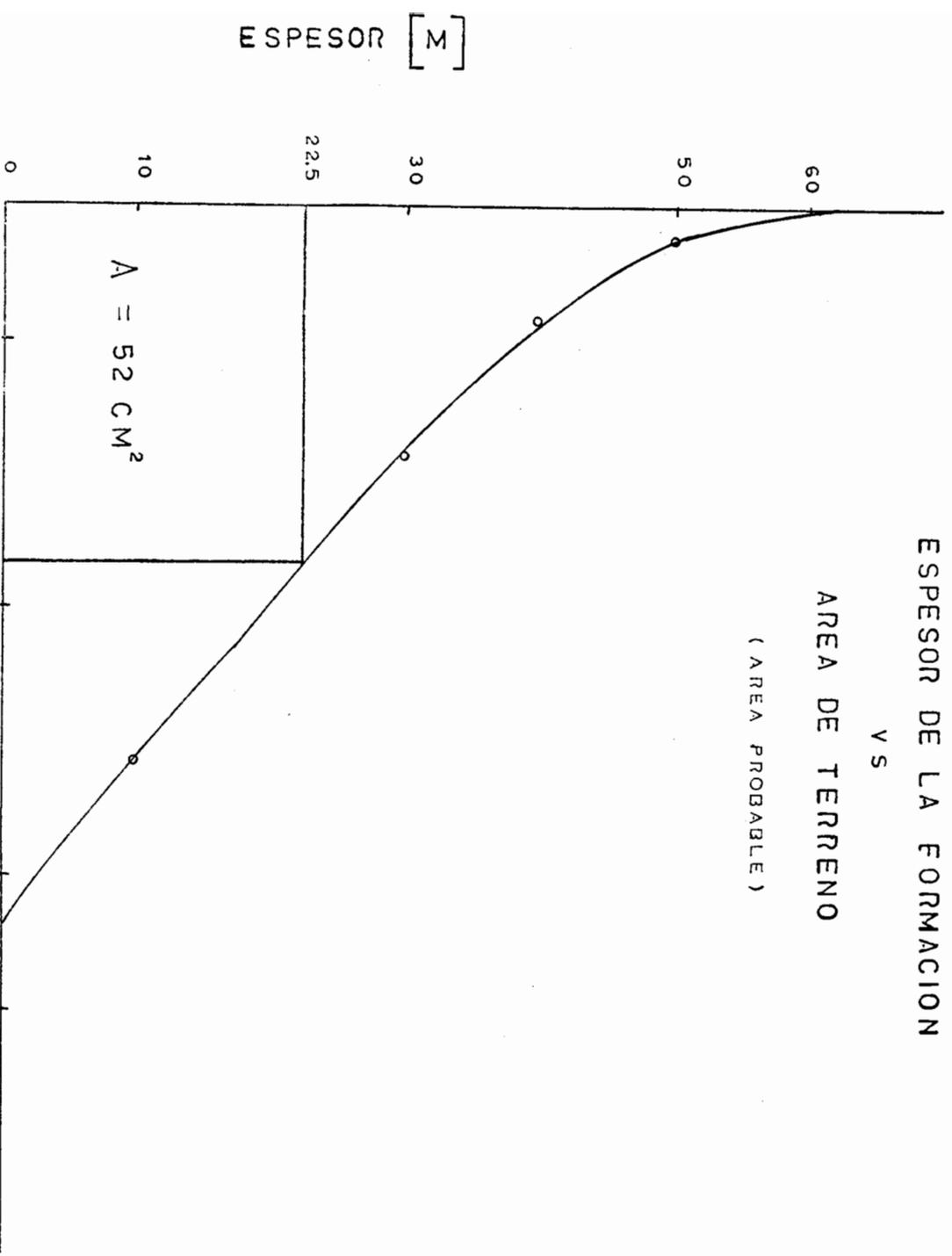
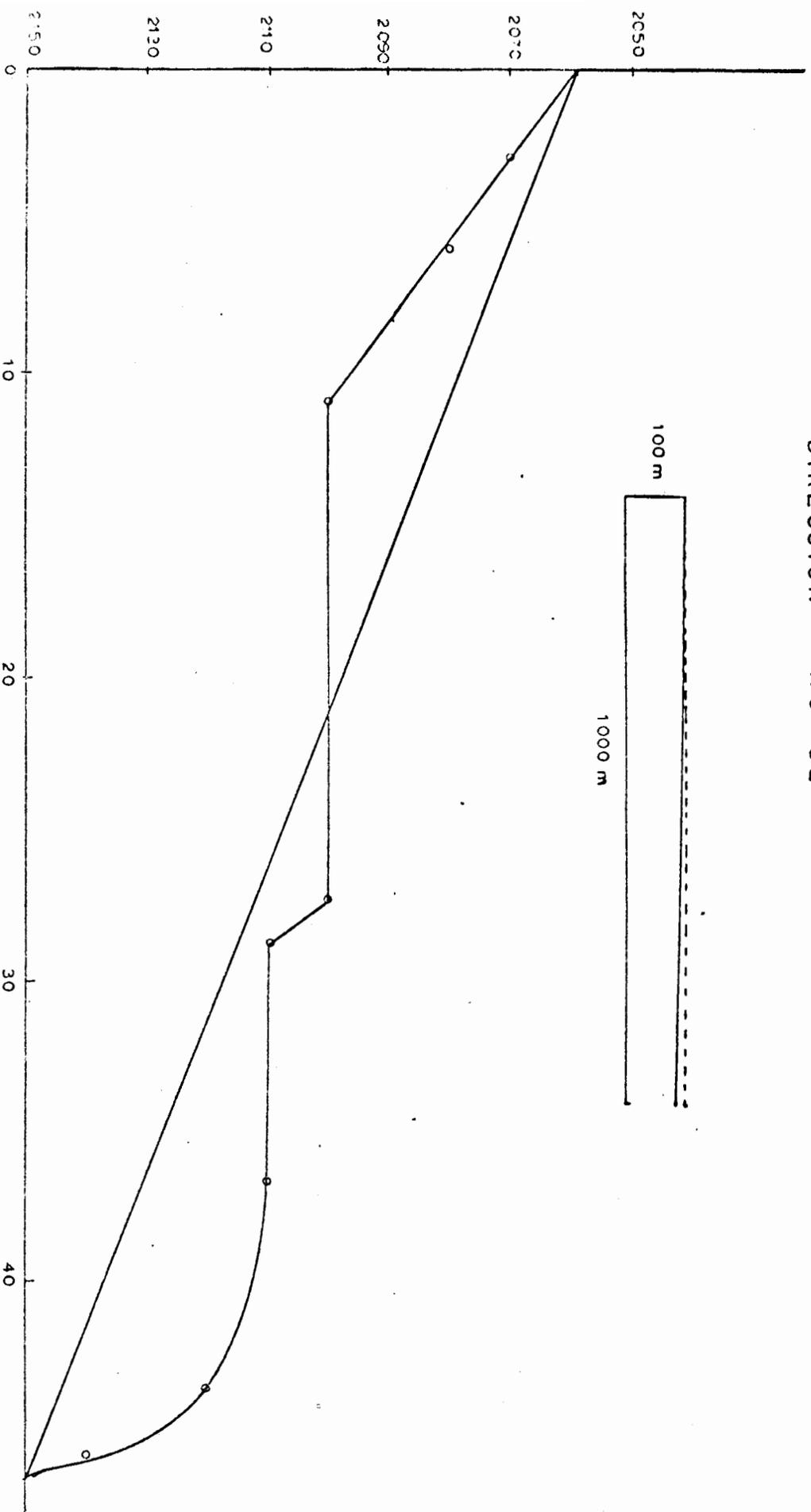
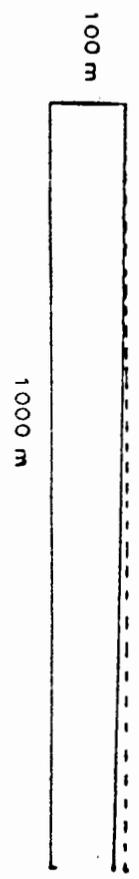


Fig. 9

CORTE SECCIONAL

DEL CONTACTO AGUA - ACEITE

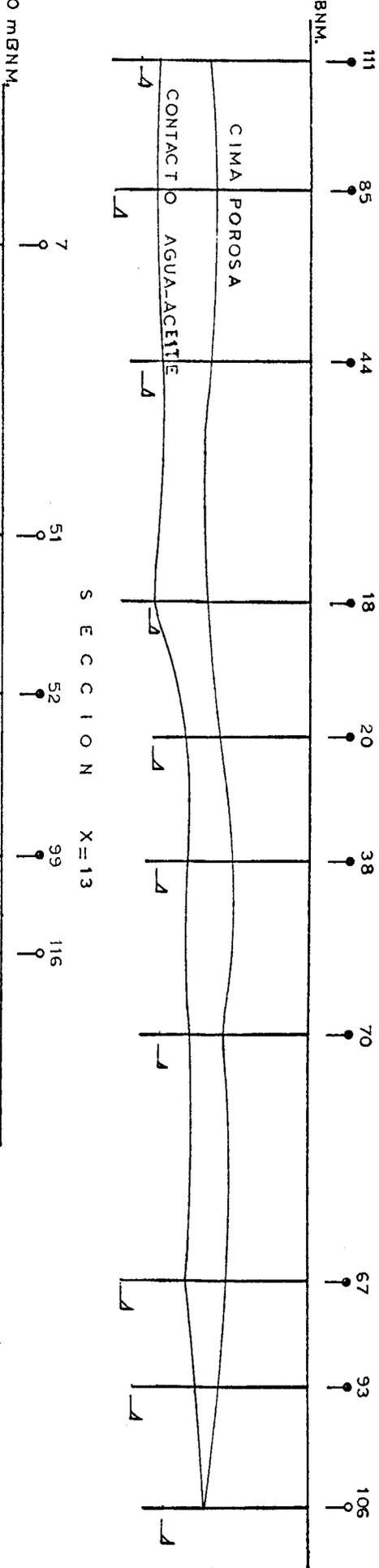
DIRECCION NO - SE



HORIZONTAL (10² m)

Fig. 10

S E C C I O N X=6



CORTE ESTRUCTURAL

CAMPO MANABÍ

Fig. 10-b

ESCALAS: 0 200 400 600 MTS.

- LEYENDA
- POZO PRODUCTOR
 - POZO TAPONADO

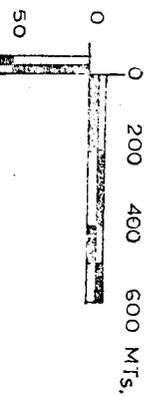
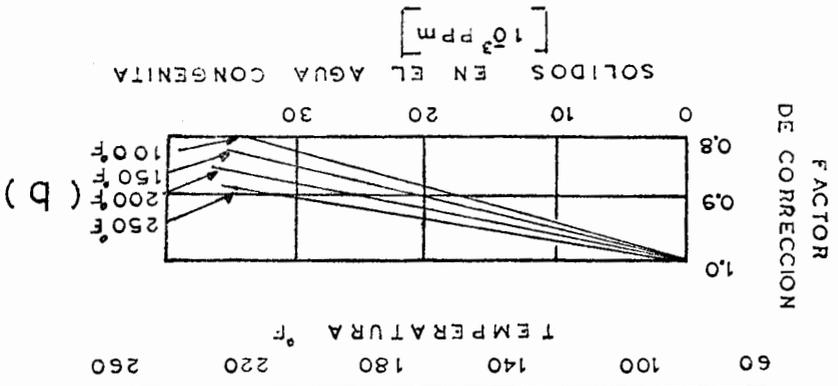
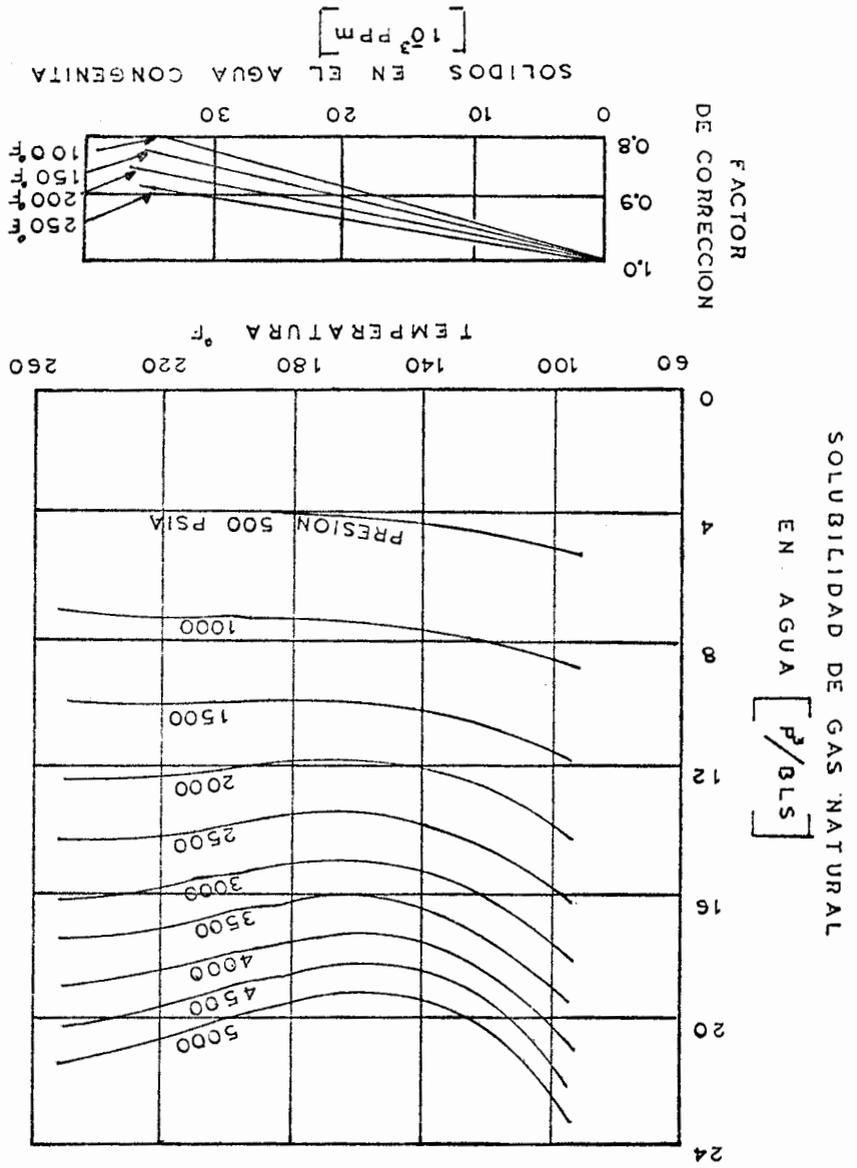


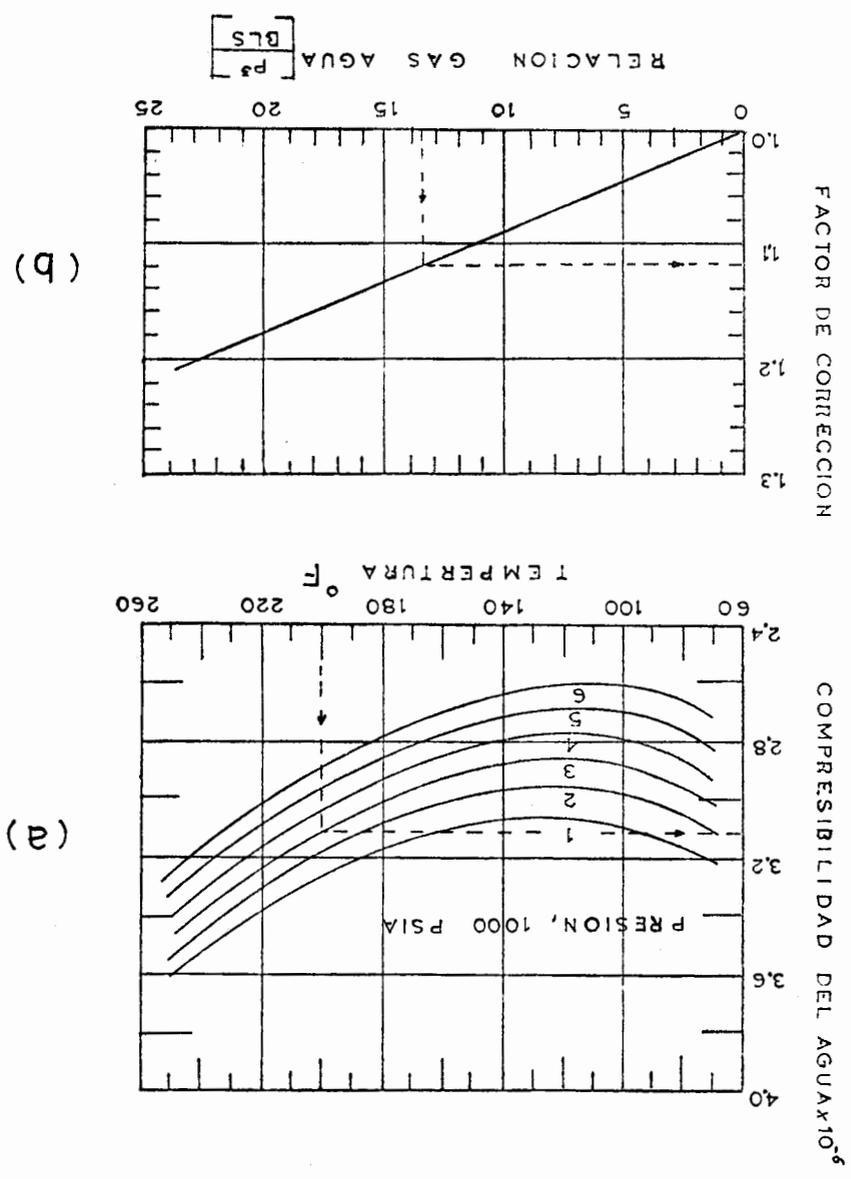
Fig. 11 SOLUBILIDAD DEL GAS NATURAL EN AGUA



(a)

(b)

Fig. 12 COMPRESIBILIDAD DE AGUA PURA Y CORRECCION PARA GAS EN SOLUCION



FACTOR DE VOLUMEN DEL AGUA DE FORMACION

$\left[\frac{\text{BLS}}{\text{BLS}} \right]$

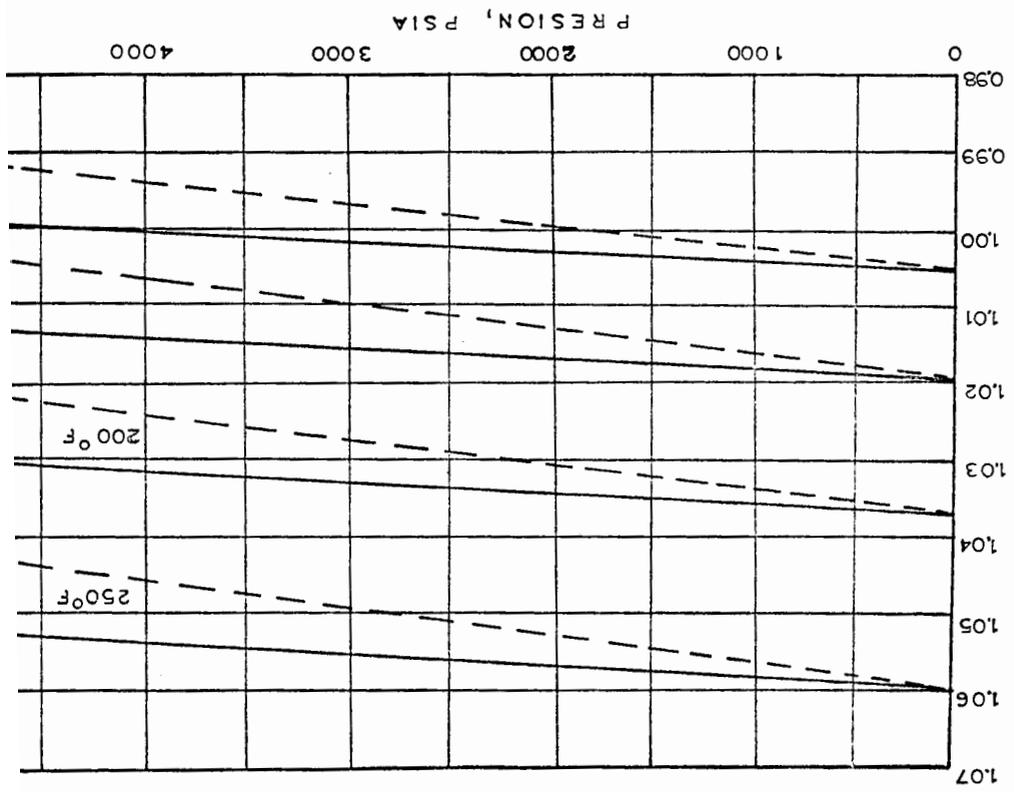


Fig. 13

FACTOR VOLUMETRICO DEL AGUA PARA AGUA PURA (LINEAS DE TRAZOS) Y AGUA PURA SATURDA CON GAS (LINEAS CONTINUAS).

IH	P^3 H.C.a C.Y.
	P^2 TERRENO

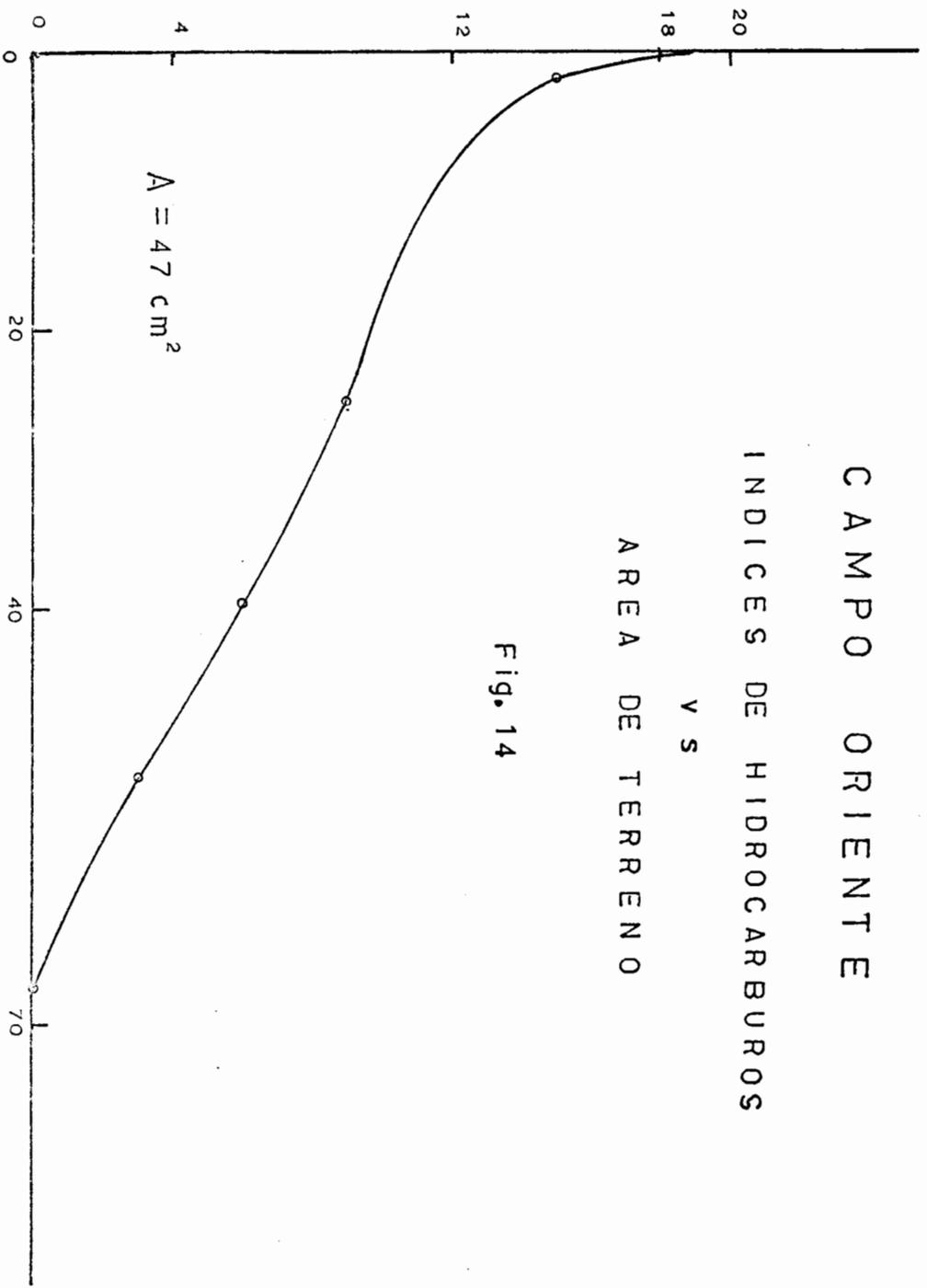


Fig. 14

CAMPO ORIENTE

INDICES DE HIDROCARBURIOS

v s

AREA DE TERRENO

$A = 47 \text{ cm}^2$

AREA $[33625 \times 10^6 \text{ P}^2 \text{ T}]$

APENDICE I

CAMPOMANABI

$N'_{vs} NP$

Fig 15

$$N = 21.5 \times 10^6 M_3^2 a C.N.$$

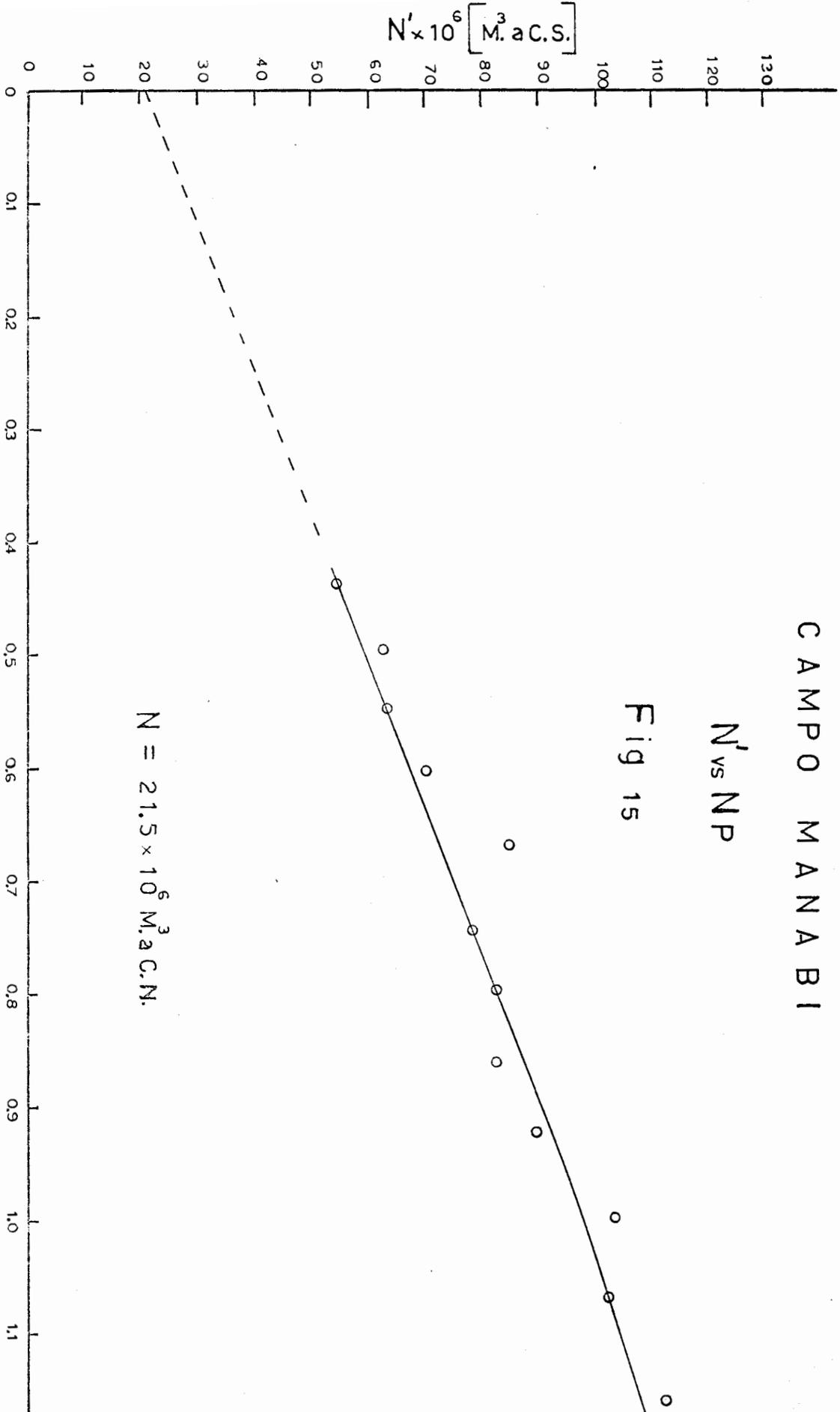
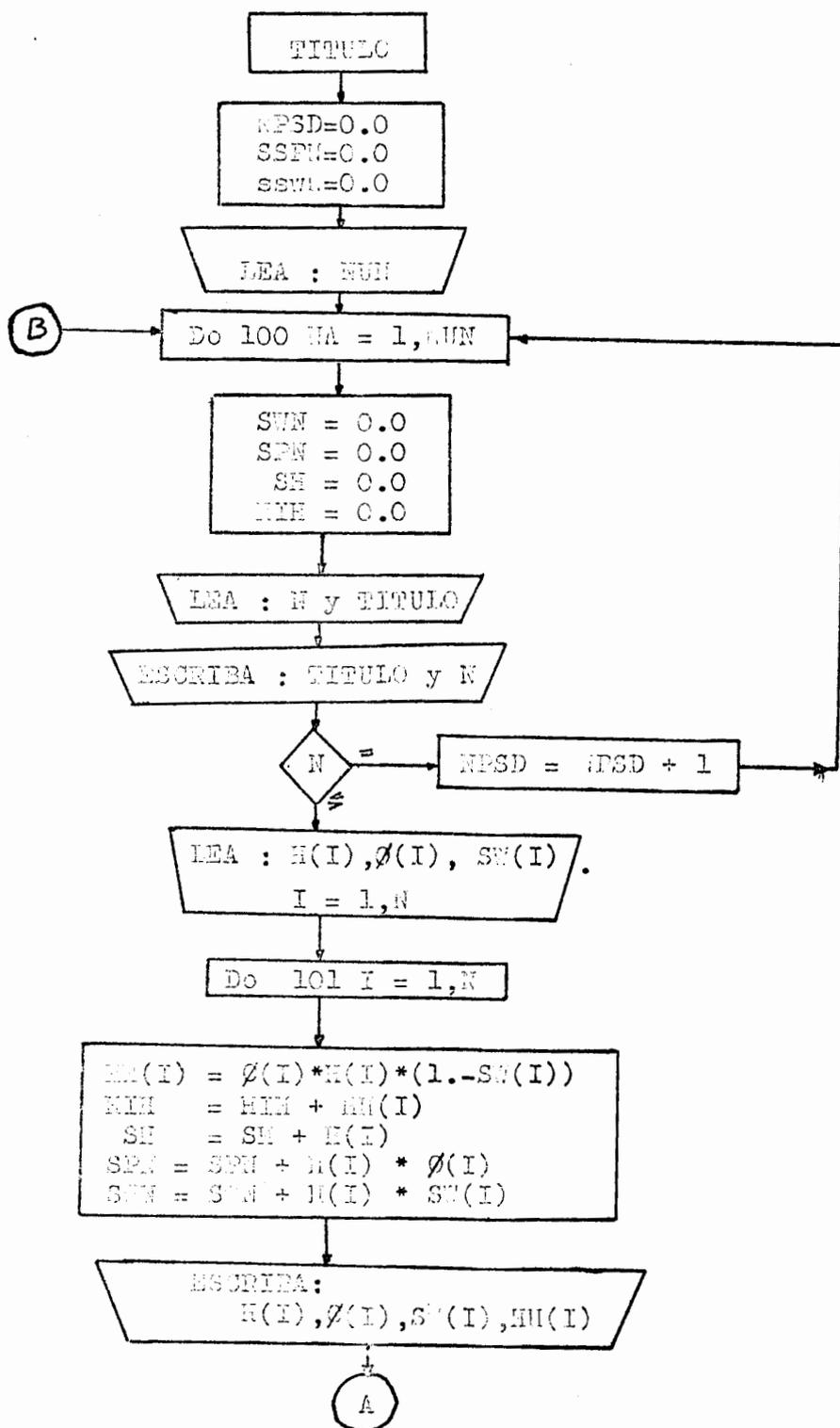
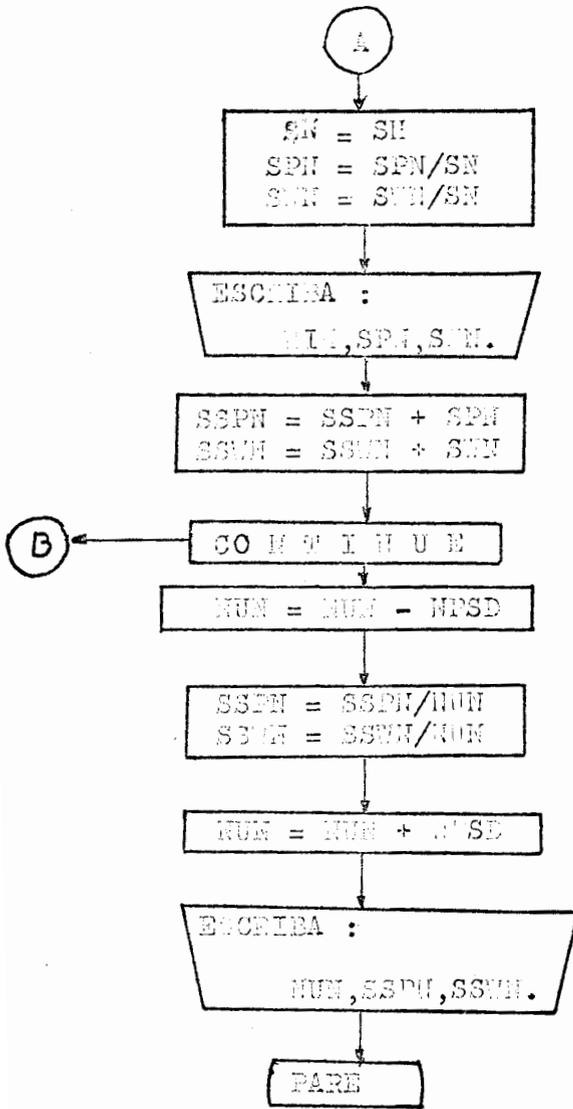


DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL CALCULO DE LA POROSIDAD PROMEDIA,
 SATURACION DE AGUA PROMEDIA Y DEL INDICES DE HIDROCARBUROS
 POR POZO.





CAMPO MANAMI

POZO NUM 2
 NUM DE CAPAS 8

H (M)	PHI	SW	HH
7.000	0.080	0.340	0.369
21.000	0.180	0.240	2.872
9.000	0.140	0.340	0.831
10.000	0.170	0.350	1.105
10.000	0.170	0.410	1.003
10.000	0.170	0.460	0.918
2.000	0.170	0.520	0.163
1.000	0.170	0.570	0.073

IH DEL POZO = 7.336 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.160
 SW MED = 0.346

POZO NUM 5
 NUM DE CAPAS 3

H (M)	PHI	SW	HH
7.000	0.100	0.290	0.497
11.000	0.120	0.310	0.910
12.000	0.120	0.350	0.936

IH DEL POZO = 2.343 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.115
 SW MED = 0.321

POZO NUM 6

NUM DE CAPAS 7

H (M)	PHI	SW	HH
7.000	0.090	0.340	0.415
4.000	0.100	0.320	0.272
2.000	0.080	0.410	0.094
10.000	0.090	0.400	0.540
3.000	0.100	0.400	0.180
16.000	0.100	0.460	0.715
2.000	0.100	0.550	0.090

TH DEL POZO= 2.307 M3 DE HC./M2 DE R.
PHI MED = 0.094
SW MED = 0.406

POZO NUM 7
NUM DE CAPAS 3

H (M)	PHI	SW	HH
5.000	0.080	0.320	0.272
13.000	0.060	0.580	0.273
12.000	0.070	0.490	0.428

TH DEL POZO= 0.973 M3 DE HC./M2 DE R.
PHI MED = 0.063
SW MED = 0.500

POZO NUM 8
NUM DE CAPAS 4

H (M)	PHI	SW	HH
15.000	0.070	0.380	0.651
10.000	0.060	0.470	0.319
6.000	0.070	0.450	0.346
22.000	0.070	0.560	0.677

TH DEL POZO= 1.003 M3 DE HC./M2 DE R.
PHI MED = 0.068
SW MED = 0.478

POZO NUM 9

H (M)	PHI	SW	HH
4,000	0.060	0.570	0.103
14,000	0.100	0.420	0.812
8,000	0.130	0.420	0.603
0,000	0.140	0.490	0.642
2,000	0.140	0.590	0.114
1,000	0.140	0.620	0.053

TH DEL POZO = 2.328 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.114
 SW MED = 0.466

POZO NUM 13 INVADIDO DE AGUA
 NUM DE CAPAS 0

H (M)	PHI	SW	HH
----------	-----	----	----

POZO NUM 14
 NUM DE CAPAS 5

H (M)	PHI	SW	HH
6,000	0.070	0.570	0.150
5,000	0.150	0.350	0.520
10,000	0.090	0.630	0.333
4,000	0.090	0.400	0.216
2,000	0.110	0.670	0.072

TH DEL POZO = 1.292 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.101
 SW MED = 0.532

POZO NUM 18
 NUM DE CAPAS 6

H (M)	PHI	SW	HH
----------	-----	----	----

3,000	0.100	0.340	0.198
9,000	0.100	0.370	0.567
10,000	0.140	0.350	0.909
8,000	0.140	0.400	0.672
7,000	0.140	0.470	0.519
4,000	0.140	0.580	0.235

IM DEL POZO= 3.101 M3 DE HC./M2 DE R.

PHI MED = 0.128

SW MED = 0.406

POZO NUM 20
NUM DE CAPAS 4

H (M)	PHI	SW	HH
6.000	0.100	0.320	0.408
5.000	0.060	0.550	0.133
5.000	0.060	0.590	0.123
4.000	0.060	0.620	0.081

IM DEL POZO= 0.757 M3 DE HC./M2 DE R.

PHI MED = 0.072

SW MED = 0.505

POZO NUM 22
NUM DE CAPAS 10

H (M)	PHI	SW	HH
10.000	0.100	0.280	0.720
7.000	0.100	0.290	0.497
8.000	0.140	0.250	0.840
5.000	0.130	0.270	0.474
5.000	0.130	0.280	0.468
5.000	0.130	0.300	0.454
5.000	0.140	0.310	0.482
5.000	0.140	0.320	0.476
5.000	0.140	0.350	0.454
7.000	0.140	0.370	0.617

IM DEL POZO= 5.485 M3 DE HC./M2 DE R.

PHI MED = 0.126

SW MED = 0.293

POZO NUM 25 A
NUM DE CAPAS 5

H (M)	PHI	SW	HH
5.000	0.060	0.410	0.177

10,000	0.060	0.500	0.300
5,000	0.050	0.640	0.090
4,000	0.050	0.670	0.066

IH DEL POZO= 0.790 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.054
 SW MED = 0.541

POZO NUM 26 INVADIDO DE AGUA
 NUM DE CAPAS 0

H (M)	PHI	SW	HH
----------	-----	----	----

POZO NUM 27
 NUM DE CAPAS 1

H (M)	PHI	SW	HH
----------	-----	----	----

6,000	0.090	0.430	0.307
-------	-------	-------	-------

IH DEL POZO= 0.307 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.090
 SW MED = 0.430

POZO NUM 29
 NUM DE CAPAS 6

H (M)	PHI	SW	HH
----------	-----	----	----

3,000	0.090	0.420	0.155
10,000	0.090	0.470	0.477
3,000	0.100	0.500	0.150
5,000	0.140	0.430	0.299
5,000	0.140	0.480	0.364
2,000	0.100	0.370	0.126

IH DEL POZO= 1.672 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.109
 SW MED = 0.455

POZO NUM 31
 NUM DE CAPAS 5

5.000	0.140	0.300	0.489
8.000	0.130	0.330	0.696
12.000	0.130	0.380	0.967
5.000	0.130	0.450	0.357
2.000	0.130	0.500	0.130

PH DEL POZO = 2.641 M3 DE HC./M2 DE R.

PHI MED = 0.131

SW MED = 0.373

POZO NUM 32
NUM DE CAPAS 9

H (M)	PHI	SW	HH
3.000	0.130	0.320	0.265
1.000	0.070	0.640	0.032
1.000	0.090	0.440	0.050
2.000	0.140	0.380	0.260
2.000	0.130	0.400	0.156
4.000	0.110	0.480	0.228
2.000	0.120	0.480	0.124
4.000	0.110	0.550	0.198
3.000	0.120	0.590	0.147

PH DEL POZO = 1.453 M3 DE HC./M2 DE R.

PHI MED = 0.117

SW MED = 0.456

POZO NUM 34
NUM DE CAPAS 3

H (M)	PHI	SW	HH
16.000	0.150	0.310	1.656
16.000	0.140	0.410	1.239
2.000	0.140	0.500	0.140

PH DEL POZO = 3.035 M3 DE HC./M2 DE R.

PHI MED = 0.144

SW MED = 0.365

POZO NUM 36
NUM DE CAPAS 3

H (M)	PHI	SW	HH
5.000	0.090	0.460	0.242
5.000	0.090	0.510	0.220
7.000	0.100	0.590	0.287

IH DEL POZO = 0.750 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.094
 SW MED = 0.528

POZO NUM 38
 NUM DE CAPAS 7

H (M)	PHI	SW	HH
7.000	0.080	0.360	0.359
5.000	0.050	0.370	0.107
4.000	0.070	0.440	0.156
6.000	0.090	0.370	0.340
3.000	0.070	0.500	0.105
10.000	0.090	0.420	0.522
2.000	0.060	0.660	0.040

IH DEL POZO = 1.630 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.077
 SW MED = 0.442

POZO NUM 39A
 NUM DE CAPAS 8

H (M)	PHI	SW	HH
1.000	0.070	0.440	0.039
9.000	0.100	0.350	0.585
5.000	0.100	0.380	0.210
5.000	0.110	0.390	0.335
5.000	0.140	0.370	0.441
5.000	0.100	0.490	0.255
5.000	0.090	0.480	0.234
2.000	0.090	0.470	0.095

IH DEL POZO = 2.295 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.104
 SW MED = 0.407

POZO NUM 42
NUM DE CAPAS 3

H (M)	PHI	SW	HH
6.000	0.070	0.600	0.163
6.000	0.070	0.610	0.163
6.000	0.100	0.620	0.228

PH DEL POZO = 0.559 M3 DE HC./M2 DE R.
PHI MED = 0.079
SW MED = 0.610

POZO NUM 43
NUM DE CAPAS 4

H (M)	PHI	SW	HH
1.000	0.100	0.420	0.058
2.000	0.100	0.450	0.110
5.000	0.100	0.500	0.250
5.000	0.120	0.500	0.300

PH DEL POZO = 0.718 M3 DE HC./M2 DE R.
PHI MED = 0.107
SW MED = 0.486

POZO NUM 44
NUM DE CAPAS 6

H (M)	PHI	SW	HH
3.000	0.070	0.460	0.113
6.000	0.060	0.560	0.158
8.000	0.110	0.370	0.554
6.000	0.110	0.400	0.396
5.000	0.110	0.450	0.302
5.000	0.110	0.500	0.275

PH DEL POZO = 1.799 M3 DE HC./M2 DE R.
PHI MED = 0.097
SW MED = 0.449

POZO NUM 45
NUM DE CAPAS

H (M)	PHI	SW	HH
2,000	0.070	0.410	0.082
1,000	0.070	0.420	0.040
5,000	0.120	0.300	0.420
3,000	0.140	0.290	0.298
2,000	0.090	0.380	0.111
2,000	0.060	0.560	0.052
2,000	0.050	0.600	0.040

IH DEL POZO = 1.045 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.095
 SW MED = 0.393

POZO NUM 46
 NUM DE CAPAS 5

H (M)	PHI	SW	HH
6,000	0.070	0.390	0.256
11,000	0.050	0.560	0.242
8,000	0.070	0.460	0.302
6,000	0.060	0.590	0.147
2,000	0.070	0.530	0.065

IH DEL POZO = 1.014 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.061
 SW MED = 0.508

POZO NUM 47
 NUM DE CAPAS 3

H (M)	PHI	SW	HH
4,000	0.080	0.330	0.214
4,000	0.070	0.380	0.173
10,000	0.060	0.490	0.306

IH DEL POZO = 0.694 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.066
 SW MED = 0.430

POZO NUM 48

H (M)	PHI	SW	HH
10.000	0.090	0.310	0.621
11.000	0.060	0.480	0.343
7.000	0.060	0.540	0.193
11.000	0.070	0.540	0.354
6.000	0.060	0.600	0.120

IH DEL POZO= 1.631 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.069
 SW MED = 0.479

POZO NUM 49
 NUM DE CAPAS 9

H (M)	PHI	SW	HH
6.000	0.080	0.310	0.331
6.000	0.080	0.310	0.276
6.000	0.080	0.310	0.276
5.000	0.080	0.320	0.272
2.000	0.070	0.360	0.089
6.000	0.050	0.480	0.130
7.000	0.070	0.490	0.298
11.000	0.080	0.370	0.554
3.000	0.060	0.530	0.084

IH DEL POZO= 2.312 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.073
 SW MED = 0.363

POZO NUM 50
 NUM DE CAPAS 4

H (M)	PHI	SW	HH
7.000	0.060	0.400	0.252
2.000	0.050	0.550	0.045
2.000	0.060	0.610	0.046
3.000	0.080	0.580	0.100

IH DEL POZO= 0.444 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.062
 SW MED = 0.489

POZO NUM 51 TAPONADO
NUM DE CAPAS 1

H (M)	PHI	SW	HH
27.000	0.080	0.350	1.404

IP DEL POZO = 1.404 M3 DE HC./M2 DE R.
PHI MED = 0.080
SW MED = 0.350

POZO NUM 52
NUM DE CAPAS 4

H (M)	PHI	SW	HH
4.000	0.120	0.250	0.360
8.000	0.060	0.450	0.099
4.000	0.080	0.360	0.204
9.000	0.110	0.310	0.683

IP DEL POZO = 1.346 M3 DE HC./M2 DE R.
PHI MED = 0.098
SW MED = 0.329

POZO NUM 53
NUM DE CAPAS 4

H (M)	PHI	SW	HH
6.000	0.060	0.420	0.208
7.000	0.080	0.380	0.347
11.000	0.060	0.480	0.343
7.000	0.050	0.600	0.140

IP DEL POZO = 1.039 M3 DE HC./M2 DE R.
PHI MED = 0.062
SW MED = 0.472

POZO NUM 56 TAPONADO (INVADIDO DE AGUA)
NUM DE CAPAS 0

H (M)	PHI	SW	HH
----------	-----	----	----

POZO NUM 57
NUM DE CAPAS 6

H (M)	PHI	SW	HR
2.000	0.100	0.360	0.128
6.000	0.060	0.590	0.147
2.000	0.080	0.480	0.083
4.000	0.080	0.520	0.153
11.000	0.110	0.480	0.629
2.000	0.130	0.480	0.135

IH DEL POZO= 1.276 M3 DE HC./M2 DE R.
PHI MED = 0.092
SW MED = 0.501

POZO NUM 58
NUM DE CAPAS 8

H (M)	PHI	SW	HR
12.000	0.100	0.320	0.984
5.000	0.100	0.350	0.225
5.000	0.100	0.370	0.315
5.000	0.100	0.390	0.305
5.000	0.120	0.380	0.372
5.000	0.120	0.410	0.354
3.000	0.120	0.450	0.198
2.000	0.120	0.510	0.117

IH DEL POZO= 2.870 M3 DE HC./M2 DE R.
PHI MED = 0.106
SW MED = 0.372

POZO NUM 59
NUM DE CAPAS 3

H (M)	PHI	SW	HR
11.000	0.070	0.470	0.403
10.000	0.100	0.400	0.600
12.000	0.120	0.370	0.907

IH DEL POZO= 1.915 M3 DE HC./M2 DE R.
PHI MED = 0.097

POZO NUM 60
NUM DE CAPAS 9

H (M)	PHI	SW	HH
10,000	0.120	0.250	0.900
5,000	0.120	0.250	0.450
5,000	0.090	0.310	0.310
5,000	0.100	0.290	0.355
10,000	0.080	0.360	0.512
5,000	0.090	0.340	0.297
5,000	0.090	0.360	0.288
5,000	0.090	0.380	0.279
5,000	0.090	0.430	0.256

IN DEL POZO= 3.647 M3 DE HC./M2 DE R.
PHI MED = 0.097
SW MED = 0.325

POZO NUM 61
NUM DE CAPAS 8

H (M)	PHI	SW	HH
7,000	0.100	0.290	0.504
10,000	0.140	0.240	1.064
9,000	0.140	0.240	0.957
9,000	0.130	0.280	0.748
6,000	0.100	0.350	0.390
4,000	0.160	0.290	0.426
5,000	0.120	0.350	0.468
5,000	0.100	0.430	0.342

IN DEL POZO= 4.900 M3 DE HC./M2 DE R.
PHI MED = 0.128
SW MED = 0.298

POZO NUM 62
NUM DE CAPAS 7

H (M)	PHI	SW	HH
5,000	0.100	0.280	0.360
4,000	0.070	0.380	0.173

5.000	0.100	0.310	0.345
9.000	0.100	0.330	0.603
4.000	0.070	0.500	0.140
4.000	0.100	0.400	0.240

TH DEL POZO= 2.322 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.089
 SW MED = 0.356

POZO NUM 63
 NUM DE CAPAS 4

H (M)	PHI	SW	HH
9.000	0.120	0.260	0.799
11.000	0.100	0.310	0.759
13.000	0.120	0.310	1.076
8.000	0.100	0.400	0.480

TH DEL POZO= 3.114 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.110
 SW MED = 0.316

POZO NUM 64
 NUM DE CAPAS 5

H (M)	PHI	SW	HH
2.000	0.090	0.380	0.111
1.000	0.120	0.380	0.074
2.000	0.070	0.550	0.063
5.000	0.120	0.310	0.414
3.000	0.100	0.350	0.135

TH DEL POZO= 0.798 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.103
 SW MED = 0.419

POZO NUM 65
 NUM DE CAPAS 3

H (M)	PHI	SW	HH
3.000	0.070	0.520	0.100
2.000	0.070	0.580	0.058

3.000 0.070 0.510 0.081

IM DEL POZO= 0.241 M3 DE HC./M2 DE R.
PHI MED = 0.070
SW MED = 0.568

POZO NUM 66
NUM DE CAPAS 3

H (M)	PHI	SW	HH
6.000	0.070	0.510	0.205
4.000	0.070	0.600	0.112
11.000	0.100	0.510	0.568

IM DEL POZO= 0.356 M3 DE HC./M2 DE R.
PHI MED = 0.085
SW MED = 0.527

POZO NUM 67
NUM DE CAPAS 4

H (M)	PHI	SW	HH
6.000	0.100	0.330	0.402
9.000	0.100	0.430	0.513
9.000	0.060	0.640	0.194
6.000	0.100	0.480	0.306

IM DEL POZO= 1.415 M3 DE HC./M2 DE R.
PHI MED = 0.082
SW MED = 0.485

POZO NUM 68
NUM DE CAPAS 3

H (M)	PHI	SW	HH
12.000	0.080	0.330	0.543
7.000	0.050	0.510	0.171
6.000	0.100	0.240	0.396

IM DEL POZO= 1.210 M3 DE HC./M2 DE R.

SW MED = 0.392

POZO NUM 69
NUM DE CAPAS 5

H (M)	PHI	SW	HH
10.000	0.070	0.400	0.420
11.000	0.080	0.380	0.545
15.000	0.080	0.430	0.684
10.000	0.080	0.510	0.392
5.000	0.070	0.620	0.133

IN DEL POZO= 2.174 M3 DE HC./M2 DE R.
PHI MED = 0.077
SW MED = 0.447

POZO NUM 70
NUM DE CAPAS 5

H (M)	PHI	SW	HH
3.000	0.080	0.370	0.151
2.000	0.110	0.310	0.227
7.000	0.110	0.320	0.523
3.000	0.110	0.340	0.217
3.000	0.100	0.440	0.168

IN DEL POZO= 1.288 M3 DE HC./M2 DE R.
PHI MED = 0.103
SW MED = 0.348

POZO NUM 71
NUM DE CAPAS 9

H (M)	PHI	SW	HH
5.000	0.070	0.370	0.220
4.000	0.050	0.490	0.102
2.000	0.070	0.390	0.085
5.000	0.090	0.320	0.306
5.000	0.110	0.290	0.390
5.000	0.110	0.300	0.385
5.000	0.100	0.330	0.365
5.000	0.090	0.380	0.279
1.000	0.060	0.570	0.025

IH DEL POZO= 2.129 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.087
 SW MED = 0.358

POZO NUM 72
 NUM DE CAPAS 8

H (M)	PHI	SW	HH
2.000	0.070	0.400	0.084
7.000	0.100	0.310	0.483
5.000	0.100	0.320	0.340
5.000	0.100	0.330	0.335
5.000	0.100	0.350	0.325
5.000	0.070	0.510	0.171
5.000	0.100	0.400	0.300
5.000	0.100	0.440	0.280

IH DEL POZO= 2.318 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.094
 SW MED = 0.377

POZO NUM 73
 NUM DE CAPAS 3

H (M)	PHI	SW	HH
3.000	0.070	0.380	0.130
7.000	0.070	0.430	0.279
3.000	0.060	0.520	0.086

IH DEL POZO= 0.495 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.067
 SW MED = 0.429

POZO NUM 74
 NUM DE CAPAS 10

H (M)	PHI	SW	HH
3.000	0.090	0.730	0.194
4.000	0.090	0.340	0.237
3.000	0.120	0.290	0.255
2.000	0.110	0.310	0.151
2.000	0.120	0.330	0.160

4.000	0.100	0.350	0.260
1.000	0.070	0.480	0.035
1.000	0.120	0.330	0.080
4.000	0.100	0.370	0.250
3.000	0.080	0.460	0.120

IH DEL POZO= 1.757 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.097
 SW MED = 0.450

POZO NUM 75
 NUM DE CAPAS 4

H (M)	PHI	SW	RF
3.000	0.060	0.450	0.090
11.000	0.060	0.500	0.330
6.000	0.050	0.620	0.114
9.000	0.070	0.550	0.280

IH DEL POZO= 0.826 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.061
 SW MED = 0.535

POZO NUM 76
 NUM DE CAPAS 4

H (M)	PHI	SW	RF
10.000	0.090	0.510	0.441
5.000	0.090	0.600	0.180
2.000	0.110	0.550	0.090
3.000	0.090	0.650	0.094

IH DEL POZO= 0.814 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.091
 SW MED = 0.557

POZO NUM 79
 NUM DE CAPAS 7

H (M)	PHI	SW	RF
4.000	0.180	0.200	0.576

4.000	0.050	0.520	0.120
7.000	0.080	0.360	0.358
6.000	0.090	0.380	0.334
4.000	0.060	0.600	0.072
5.000	0.050	0.620	0.114

IH DEL POZO= 2.006 M3 DE HC./M2 DE R.

PHI MED = 0.091

SW MED = 0.412

POZO NUM 80 TAPONADO
NUM DE CAPAS 2

H (M)	PHI	SW	HH
4.000	0.110	0.280	0.316
3.000	0.090	0.340	0.178

IH DEL POZO= 0.495 M3 DE HC./M2 DE R.

PHI MED = 0.101

SW MED = 0.305

POZO NUM 81
NUM DE CAPAS 4

H (M)	PHI	SW	HH
4.000	0.070	0.360	0.179
3.000	0.120	0.250	0.720
2.000	0.050	0.550	0.067
4.000	0.060	0.520	0.115

IH DEL POZO= 1.081 M3 DE HC./M2 DE R.

PHI MED = 0.055

SW MED = 0.377

POZO NUM 92
NUM DE CAPAS 5

H (M)	PHI	SW	HH
6.000	0.060	0.410	0.212
5.000	0.060	0.420	0.174
5.000	0.060	0.440	0.168
7.000	0.070	0.410	0.110

8,000 0.050 0.600 0.150

IH DEL POZO= 1.003 M3 DE HC./M2 DE R.
PHI MED = 0.059
SW MED = 0.465

POZO NUM 84
NUM DE CAPAS 1

H (M)	PHI	SW	HH
8,000	0.100	0.540	0.230

IH DEL POZO= 0.230 M3 DE HC./M2 DE R.
PHI MED = 0.100
SW MED = 0.540

POZO NUM 85
NUM DE CAPAS 8

H (M)	PHI	SW	HH
6,000	0.140	0.260	0.621
5,000	0.140	0.270	0.511
4,000	0.140	0.280	0.403
3,000	0.110	0.340	0.435
2,000	0.110	0.360	0.352
1,000	0.110	0.380	0.409
7,000	0.130	0.390	0.555
5,000	0.100	0.520	0.240

IH DEL POZO= 3.527 M3 DE HC./M2 DE R.
PHI MED = 0.122
SW MED = 0.351

POZO NUM 86
NUM DE CAPAS 7

H (M)	PHI	SW	HH
3,000	0.070	0.430	0.119
5,000	0.070	0.450	0.192
6,000	0.070	0.470	0.185
8,000	0.070	0.500	0.280
3,000	0.080	0.480	0.124

11.000 0.070 0.580 0.323
1.000 0.070 0.630 0.025

IH DEL POZO= 1.251 M3 DE HC./M2 DE R.
PHI MED = 0.070
SW MED = 0.509

POZO NUM 87
NUM DE CAPAS 5

H (M)	PHI	SW	HH
8.000	0.050	0.530	0.188
8.000	0.060	0.480	0.249
8.000	0.090	0.370	0.453
5.000	0.060	0.570	0.129
1.000	0.050	0.690	0.016

IH DEL POZO= 1.036 M3 DE HC./M2 DE R.
PHI MED = 0.065
SW MED = 0.485

POZO NUM 88
NUM DE CAPAS 7

H (M)	PHI	SW	HH
12.000	0.100	0.290	0.852
6.000	0.100	0.310	0.345
6.000	0.100	0.320	0.408
6.000	0.120	0.310	0.414
5.000	0.100	0.360	0.320
11.000	0.080	0.420	0.574
4.000	0.100	0.480	0.208

IH DEL POZO= 3.121 M3 DE HC./M2 DE R.
PHI MED = 0.099
SW MED = 0.350

POZO NUM 89
NUM DE CAPAS 10

H (M)	PHI	SW	HH
----------	-----	----	----

4,000	0.120	0.260	0.710
4,000	0.120	0.260	0.444
4,000	0.120	0.270	0.433
5,000	0.110	0.290	0.390
5,000	0.120	0.290	0.432
5,000	0.110	0.310	0.379
5,000	0.120	0.310	0.414
3,000	0.090	0.350	0.167
8,000	0.080	0.470	0.339

IH DEL POZO= 4.515 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.112
 SW MED = 0.305

POZO NUM 93
 NUM DE CAPAS 1

H (M)	PHI	SW	HH
10,000	0.090	0.400	0.540

IH DEL POZO= 0.540 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.089
 SW MED = 0.400

POZO NUM 94
 NUM DE CAPAS 3

H (M)	PHI	SW	HH
14,000	0.110	0.290	1.093
6,000	0.070	0.500	0.210
8,000	0.070	0.560	0.246

IH DEL POZO= 1.549 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.090
 SW MED = 0.412

POZO NUM 95
 NUM DE CAPAS 5

H (M)	PHI	SW	HH
12,000	0.150	0.220	1.404
5,000	0.140	0.230	0.539

6.000	0.170	0.220	0.795
12.000	0.170	0.230	1.870
5.000	0.060	0.630	0.111

IH DEL POZO= 4.420 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.146
 SW MED = 0.275

POZO NUM 96
 NUM DE CAPAS 2

H (M)	PHI	SW	HP
24.000	0.100	0.600	1.620
3.000	0.070	0.470	0.111

IH DEL POZO= 1.791 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.096
 SW MED = 0.318

POZO NUM 97
 NUM DE CAPAS 4

H (M)	PHI	SW	HP
7.000	0.100	0.200	0.489
2.000	0.090	0.370	0.100
2.000	0.090	0.340	0.118
5.000	0.070	0.500	0.174

IH DEL POZO= 0.884 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.086
 SW MED = 0.376

POZO NUM 98
 NUM DE CAPAS 3

H (M)	PHI	SW	HP
5.000	0.110	0.280	0.386
7.000	0.060	0.480	0.213
10.000	0.070	0.450	0.385

PHI MED = 0.075
SW MED = 0.420

POZO NUM 99
NUM DE CADAS 2

H (M)	PHI	SW	HH
11.000	0.090	0.310	0.683
5.000	0.050	0.600	0.100

IH DEL POZO = 0.783 M3 DE HC./M2 DE R.
PHI MED = 0.077
SW MED = 0.400

POZO NUM 100 TAPONADO (INVADIDO DE AGUA)
NUM DE CADAS 0

H (M)	PHI	SW	HH
----------	-----	----	----

POZO NUM 101
NUM DE CADAS 1

H (M)	PHI	SW	HH
6.000	0.070	0.430	0.239

IH DEL POZO = 0.239 M3 DE HC./M2 DE R.
PHI MED = 0.070
SW MED = 0.430

POZO NUM 102
NUM DE CADAS 2

H (M)	PHI	SW	HH
7.000	0.130	0.260	0.673
5.000	0.080	0.390	0.244

IH DEL POZO = 0.917 M3 DE HC./M2 DE R.
PHI MED = 0.109
SW MED = 0.314

POZO NUM 103
NUM DE CAPAS 3

H (M)	PHI	SW	HH
0.000	0.120	0.260	0.799
15.000	0.100	0.330	1.005
2.000	0.060	0.660	0.040

IH DEL POZO= 1.845 M3 DE HC./M2 DE R.
PHI MED = 0.103
SW MED = 0.331

POZO NUM 104
NUM DE CAPAS 2

H (M)	PHI	SW	HH
17.000	0.100	0.310	1.173
16.000	0.090	0.550	0.607

IH DEL POZO= 1.780 M3 DE HC./M2 DE R.
PHI MED = 0.095
SW MED = 0.422

POZO NUM 105 TAPONADO
NUM DE CAPAS 1

H (M)	PHI	SW	HH
7.000	0.090	0.520	0.302

IH DEL POZO= 0.302 M3 DE HC./M2 DE R.
PHI MED = 0.090
SW MED = 0.520

POZO NUM 106 TAPONADO (INVADIDO DE AGUA)
NUM DE CAPAS 0

H (M)	PHI	SW	HH
----------	-----	----	----

POZO NUM 107

NUM DE CAPAS 3

H (M)	PHI	SW	HH
5.000	0.080	0.410	0.236
10.000	0.090	0.480	0.468
5.000	0.090	0.500	0.180

IH DEL POZO= 0.884 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.087
 SW MED = 0.492

POZO NUM 108

NUM DE CAPAS 2

H (M)	PHI	SW	HH
7.000	0.100	0.220	0.476
5.000	0.060	0.530	0.141

IH DEL POZO= 0.617 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.083
 SW MED = 0.407

POZO NUM 109 TAPONADO

NUM DE CAPAS 3

H (M)	PHI	SW	HH
1.000	0.070	0.420	0.036
1.000	0.070	0.520	0.033
1.000	0.070	0.540	0.032

IH DEL POZO= 0.102 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.070
 SW MED = 0.513

POZO NUM 110

NUM DE CAPAS 5

H (M)	PHI	SW	HH
----------	-----	----	----

3,000	0.140	0.290	0.894
6,000	0.120	0.340	0.475
13,000	0.120	0.410	0.920
2,000	0.100	0.560	0.088
2,000	0.080	0.670	0.052

IH DEL POZO= 2.431 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.121
 SW MED = 0.388

POZO NUM 111
 NUM DE CAPAS 5

H (M)	PHI	SW	HH
5,000	0.080	0.370	0.252
11,000	0.090	0.360	0.533
10,000	0.090	0.400	0.540
9,000	0.090	0.460	0.437
2,000	0.070	0.600	0.056

IH DEL POZO= 1.919 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.087
 SW MED = 0.409

POZO NUM 112
 NUM DE CAPAS 5

H (M)	PHI	SW	HH
6,000	0.040	0.600	0.096
7,000	0.060	0.280	0.218
15,000	0.080	0.410	0.849
15,000	0.080	0.520	0.576
4,000	0.080	0.600	0.128

IH DEL POZO= 1.868 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.072
 SW MED = 0.490

POZO NUM 113 TAPONADO (INVADIDO DE AGUA)
 NUM DE CAPAS 0

H (M)	PHI	SW	HH
----------	-----	----	----

POZO NUM 116 TAPONADO
 NUM DE CAPAS 6

H (M)	PHI	SW	HH
2,000	0.060	0.430	0.068
2,000	0.060	0.450	0.066
6,000	0.070	0.440	0.235
3,000	0.050	0.600	0.060
3,000	0.090	0.380	0.157
6,000	0.080	0.430	0.273

IH DEL POZO = 0.870 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.070
 SW MED = 0.450

POZO NUM 117
 NUM DE CAPAS 4

H (M)	PHI	SW	HH
6,000	0.060	0.370	0.189
8,000	0.060	0.460	0.259
10,000	0.060	0.510	0.294
6,000	0.060	0.500	0.144

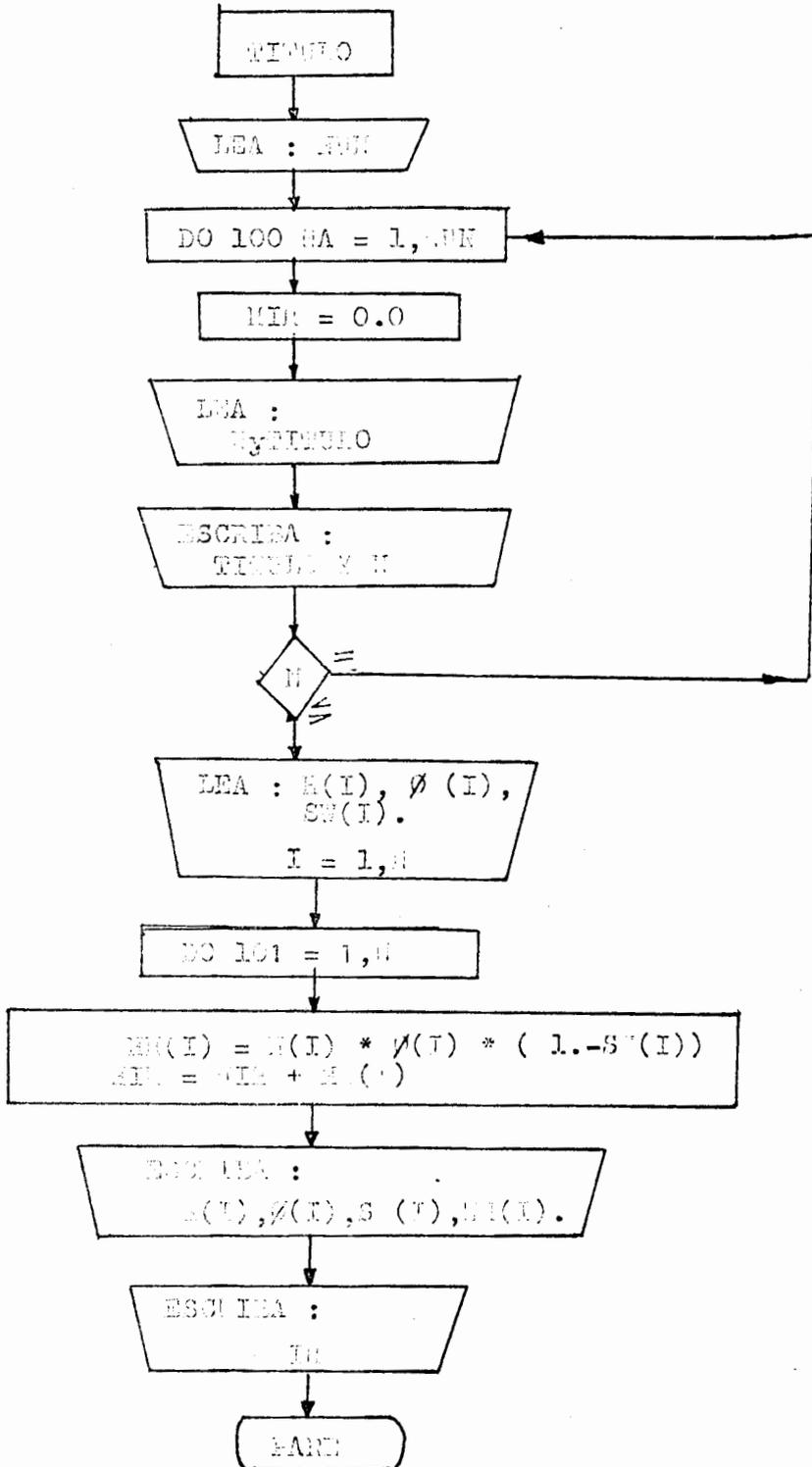
IH DEL POZO = 0.886 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.060
 SW MED = 0.480

POZO NUM 119 TAPONADO
 NUM DE CAPAS 4

H (M)	PHI	SW	HH
8,000	0.060	0.440	0.302
4,000	0.110	0.330	0.294
6,000	0.120	0.320	0.489
6,000	0.080	0.480	0.174

IH DEL POZO = 1.211 M3 DE HC./M2 DE R.
 PHI MED = 0.088
 SW MED = 0.392

DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL CALCULO DEL INDICES DE HIDROCARBUROS POR POZO.



CAMPO ORIENTE

POZO NUM 0-1
NUM DE CAPAS 6

H (PIES)	DHI	SW	HH
10.000	0.120	0.300	0.840
12.000	0.120	0.192	1.163
4.000	0.230	0.250	0.690
10.000	0.120	0.158	1.010
4.000	0.120	0.532	0.224
18.000	0.270	0.257	3.610

IN DEL POZO= 7.539PIES**3 DE HCS A COND. DE YAC.

POZO NUM 0-2
NUM DE CAPAS 9

H (PIES)	DHI	SW	HH
8.000	0.130	0.360	0.665
16.000	0.130	0.138	1.792
14.000	0.130	0.140	1.565
6.000	0.130	0.250	0.585
10.000	0.150	0.200	1.200
12.000	0.120	0.158	1.212
6.000	0.150	0.345	0.589
4.000	0.150	0.309	0.614
14.000	0.150	0.118	1.975

IN DEL POZO= 10.001PIES**3 DE HCS A COND. DE YAC.

POZO NUM 0-3
NUM DE CAPAS 8

H (PIES)	DHI	SW	HH
6.000	0.100	0.340	0.396
44.000	0.140	0.250	4.620
26.000	0.150	0.165	3.131
68.000	0.150	0.165	8.642
4.000	0.150	0.172	0.696
10.000	0.120	0.238	0.914
4.000	0.120	0.336	0.318
6.000	0.120	0.470	0.391

POZO NUM 0-5
 NUM DE CAPAS 9

Q (PIES)	PHI	SW	HH
4.000	0.170	0.350	0.442
14.000	0.120	0.500	0.840
10.000	0.160	0.225	1.240
10.000	0.160	0.290	1.136
6.000	0.160	0.350	0.624
10.000	0.170	0.630	0.629
6.000	0.060	0.560	0.158
14.000	0.250	0.199	2.803
8.000	0.250	0.498	1.004

IF DEL POZO= 8.876PIES**3 DE HCS A COND. DE YAC.

POZO NUM 0-6
 NUM DE CAPAS 8

Q (PIES)	PHI	SW	HH
8.000	0.180	0.330	0.603
10.000	0.160	0.564	0.497
10.000	0.150	0.450	0.825
20.000	0.150	0.120	2.640
26.000	0.130	0.138	2.013
6.000	0.120	0.200	0.576
6.000	0.140	0.488	0.430
6.000	0.100	0.247	0.451

IF DEL POZO= 9.187PIES**3 DE HCS A COND. DE YAC.

POZO NUM 0-7
 NUM DE CAPAS 11

Q (PIES)	PHI	SW	HH
4.000	0.140	0.578	0.226
6.000	0.160	0.408	0.522
8.000	0.160	0.410	0.755
6.000	0.170	0.556	0.452
6.000	0.160	0.112	0.852
20.000	0.140	0.130	2.435
6.000	0.170	0.126	0.827

24,000	0.120	0.130	2.023
6,000	0.170	0.140	0.877
4,000	0.110	0.220	0.343
24,000	0.130	0.398	1.878

IN DEL POZO= 11.584PIES**3 DE HCS A COND. DE YAC.

POZO NUM 0-8
 NUM DE CAPAS 11

H (PIES)	PHI	SW	HH
6,000	0.160	0.460	0.518
18,000	0.150	0.154	2.284
14,000	0.140	0.258	1.454
6,000	0.150	0.134	0.779
14,000	0.150	0.310	1.449
12,000	0.130	0.273	1.134
7,000	0.150	0.378	0.653
4,000	0.150	0.296	0.422
6,000	0.150	0.610	0.374
5,000	0.150	0.356	0.515
3,000	0.160	0.356	0.309

IN DEL POZO= 9.803PIES**3 DE HCS A COND. DE YAC.

POZO NUM 0-9
 NUM DE CAPAS 14

H (PIES)	PHI	SW	HH
3,000	0.150	0.205	0.752
6,000	0.160	0.480	0.499
12,000	0.130	0.138	1.905
12,000	0.130	0.154	1.319
4,000	0.130	0.252	0.388
6,000	0.130	0.154	0.659
8,000	0.120	0.228	0.864
8,000	0.130	0.460	0.421
8,000	0.130	0.294	0.458
7,000	0.130	0.446	0.698
5,000	0.170	0.110	0.756
3,000	0.150	0.205	0.357
24,000	0.150	0.120	3.168
25,000	0.130	0.140	2.906

IN DEL POZO= 15.166PIES**3 DE HCS A COND. DE YAC.

POZO NUM 0-10
NUM DE CAPAS 11

H (PIES)	PHI	SW	HH
10,000	0.150	0.210	1.033
25,000	0.140	0.130	3.044
10,000	0.150	0.120	1.320
2,000	0.170	0.136	0.293
12,000	0.130	0.140	1.341
2,000	0.110	0.195	0.177
32,000	0.140	0.130	4.628
36,000	0.120	0.150	3.672
3,000	0.130	0.145	0.333
3,000	0.130	0.250	0.253
3,000	0.130	0.473	0.205

IN OFL POZO= 16.305PIES**3 DE HCS A COND. DE YAC.

POZO NUM 0-11
NUM DE CAPAS 11

H (PIES)	PHI	SW	HH
9,000	0.140	0.546	0.572
9,000	0.210	0.386	1.031
9,000	0.140	0.270	0.873
26,000	0.130	0.140	2.906
4,000	0.170	0.180	0.557
12,000	0.140	0.154	1.421
12,000	0.120	0.150	1.224
14,000	0.140	0.154	1.658
14,000	0.150	0.150	1.785
4,000	0.140	0.166	0.467
4,000	0.140	0.410	0.330

IN OFL POZO= 12.827PIES**3 DE HCS A COND. DE YAC.

POZO NUM 0-12
NUM DE CAPAS 9

H (PIES)	PHI	SW	HH
16,000	0.150	0.150	2.040
4,000	0.130	0.356	0.334
7,000	0.130	0.218	0.711

12.000	0.120	0.320	0.979
4.000	0.090	0.297	0.253
16.000	0.130	0.145	1.778
14.000	0.100	0.380	0.868
3.000	0.100	0.460	0.162

IH DEL POZO= 7.140PIES**3 DE HCS A COND. DE YAC.

POZO NUM 0-13
NUM DE CAPAS 11

H (PIES)	PHI	SW	HH
10.000	0.160	0.350	1.040
10.000	0.150	0.257	1.114
5.000	0.100	0.257	0.371
33.000	0.140	0.130	4.019
4.000	0.120	0.266	0.352
5.000	0.150	0.143	0.642
6.000	0.140	0.320	0.571
4.000	0.120	0.194	0.386
10.000	0.140	0.289	0.995
6.000	0.140	0.264	0.618
5.000	0.140	0.408	0.414

IH DEL POZO= 10.526PIES**3 DE HCS A COND. DE YAC.

POZO NUM 0-14
NUM DE CAPAS 3

H (PIES)	PHI	SW	HH
4.000	0.200	0.510	0.392
8.000	0.170	0.350	0.884
6.000	0.140	0.526	0.398

IH DEL POZO= 1.674PIES**3 DE HCS A COND. DE YAC.

POZO NUM 0-15
NUM DE CAPAS 3

H (PIES)	PHI	SW	HH
56.000	0.120	0.158	5.658

4.000

0.090

0.240

0.243

IH DEL 0070= 6.995PIES**3 DE HCS A COND. DE YAC.

APENDICE II

Para transformar cm^2 de la Gráfica a m^3 de Hidrocarburos a condiciones de Yacimientos:

Figuras 7 y 8

GRAFICA	TERRENO
1 cm x	$5 \times 4 \times 10^5 \text{m}^2 \text{T.}$
1 cm x	$20 \times 10^5 \text{m}^2 \text{T.}$
1 cm y	0.5m^3 de H.c. a C.Y./ $\text{m}^2 \text{R.}$
$1 \text{cm}^2 \text{G.}$	$10 \times 10^5 \text{m}^3$ de H.c. a C.Y.

Para transformar Cm^2 de la Gráfica a m^3 de Terreno:

Figura 9

GRAFICA	TERRENO
1 cm x	$20 \times 10^5 \text{m}^2 \text{T.}$
1 cm y	5 m de Espesor
$1 \text{cm}^2 \text{G.}$	$10 \times 10^6 \text{m}^3 \text{T.}$

Figura 1

GRAFICA	TERRENO
1 cm x	$20 \times 10^5 \text{m}^2 \text{T.}$
1 cm y	10 m de profundidad
$1 \text{cm}^2 \text{G.}$	$20 \times 10^6 \text{m}^2 \text{T.}$

Para transformar Cm^2 de la Gráfica a Pies³ de Hidrocarburos a condiciones de Yacimientos.

GRAFICA	TERRENO
1 cm x	$5 \times 625 \times 10^3 \text{m}^2 \text{T.}$
1 cm x	$33625 \times 10^3 \text{P}^2 \text{T.}$
1 cm y	$2 \text{P}^3 \text{ de H.c. a C.Y. / P}^2 \text{T.}$
$1 \text{cm}^2 \text{G.}$	$67,250 \times 10^6 \text{P}^3 \text{H.c. a C.Y.}$