

**ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA  
DEL LITORAL**

**CALCULO VOLUMETRICO DE  
RESERVAS DE UN YACIMIENTO  
DEL ORIENTE ECUATORIANO**

**TESIS DE GRADO**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

**INGENIERO DE PETROLEOS**

PRESENTA

**Galo V. Arévalo Moncayo**

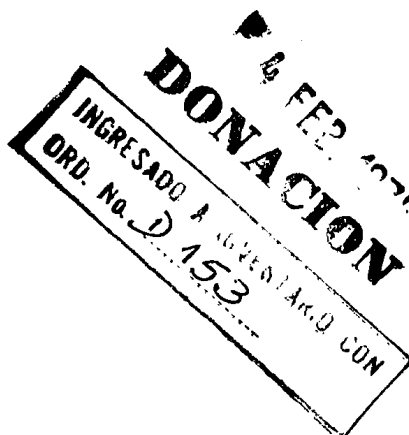
**QUAYAQUIL - ECUADOR**

**1.973**

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 POLI  
TECNICA DEL LITORAL.



Galo V. Arévalo Moncayo



**A MIS PADRES**

**Abraham Arévalo Vaca  
Rosa M. Moncayo de Arévalo  
Con profundo cariño y agra  
decimiento por haberme da-  
do esta profesión.**



B. B. O. E. C. A.

**A MI HERMANA**

**Graciela Arévalo Moncayo**

**A MIS TIOS**

**José Miguel Moncayo  
María Esther Moncayo**

## AGRADECIMIENTO

A LA ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

AL ING. RICARDO GALLEGOS ORTA

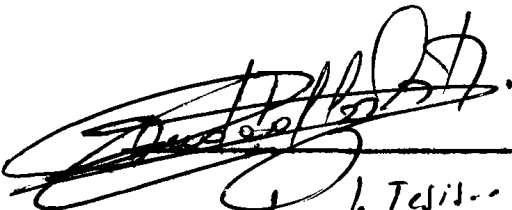
Director de tesis, quién ha sa  
bido dirigirme en forma acerta  
da para culminar con éxito es-  
te trabajo.

Al Director General de Hidro-  
carburos ING. GUILLERMO BIXBY.

Al Subdirector de Hidrocarbu-  
ros ING. JULIO GRANJA.

A todos los Ingenieros y Per-  
sonal de la DIRECCION DE HI-  
DROCARBUROS que colaboraron -  
en la elaboración de este traba  
jo.

MIEMBROS DEL JURADO EXAMINADOR

  
\_\_\_\_\_  
Director de Tesis.

\_\_\_\_\_  
-

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

## I N D I C E

	Pág.
INTRODUCCION	1
RESUMEN	2
CAPITULO I	
CONSIDERACIONES TEORICAS	4
1.1. GENERALIDADES	4
1.2. METODOS VOLUMETRICOS	5
1.2.a. METODO DE ISOPACAS	7
1.2.b. METODO DE CIMAS Y BASES	11
1.3. CARACTERISTICAS PETROFISICAS Y OTROS PARA METROS NECESARIOS PARA EL CALCULO VOLUME- TRICO DE RESERVAS	13
1.3.a. POROSIDAD	14
DEFINICIONES	14
METODOS DE OBTENCION DE LA POROSIDAD A PARTIR DE LOS REGISTROS ELECTRICOS (SO- NICO, DENSIDAD, NEUTRON)	18
1.3.b. SATURACION DE AGUA	26
DEFINICION	26
METODOS DE OBTENCION DE LA SATURACION DE AGUA A PARTIR DE LOS REGISTROS ELECTRICOS (DENSIDAD, INDUCCION).	29

	Pág.
<b>1.3.c. SATURACION DE PETROLEO</b>	<b>34</b>
DEFINICION	34
METODOS PARA DETERMINAR LA SATURACION DE PETROLEO, SATURACION DE PETROLEO RE- SIDUAL Y SATURACION DE PETROLEO MOVI- BLE.	36
<b>1.3.d. FACTOR DE CORRECCION DE VOLUMEN DE PE- TROLEO Bo</b>	<b>39</b>
DEFINICION	39
METODO DE OBTENERLO (ANALISIS P.V.T.)	41
 CAPITULO II	
DESARROLLO DEL TRABAJO	45
2.1. DATOS UTILIZADOS	45
2.2. BREVE RESEÑA GEOLOGICA DEL YACIMIENTO	46
2.3. COLUMNA ESTRATIGRAFICA	49
2.4. DETERMINACION DEL CONTACTO AGUA-PETRO- LEO.	49
2.5. DETERMINACION DE LA ZONA NETA PRODUC- TIVA	50
2.6. MAPEO DE ISOPACAS DEL YACIMIENTO (ZONA NETA PRODUCTIVA).	51
2.7. MAPAS ESTRUCTURALES DEL YACIMIENTO	51
2.8. CORTES ESTRUCTURALES	52

	Pág.
2.9. CALCULO DE LOS PARAMETROS A UTILIZARSE	52
2.10. CALCULO DEL VOLUMEN DE PETROLEO EN EL YACIMIENTO (METODO DE ISOPACAS)	54
CAPITULO III	
CONCLUSIONES	56
3.1. VOLUMEN DE PETROLEO EN EL YACIMIENTO	56
3.2. TIPO DE ENERGIA DE PRODUCCION DEL YACIMIENTO.	56
3.3. FACTOR DE RECOBRO	57
3.4. VOLUMEN DE PETROLEO RECUPERABLE	58
CAPITULO IV	
RECOMENDACIONES	59
CAPITULO V	
NOMENCLATURA, FIGURAS, TABLAS, BIBLIOGRAFIA Y APENDICES	60
5.1. NOMENCLATURA	60
5.2. LISTA DE FIGURAS	63
5.3. LISTA DE TABLAS	65
5.4. BIBLIOGRAFIA	69
5.5. LISTA DE APENDICES	71



## INTRODUCCION

En la industria petrolera uno de los pasos más importantes en los procesos de exploración y explotación de Yacimientos es el cálculo de Reservas, o sea el conocimiento del volumen de petróleo existente en un Yacimiento y el petróleo que se puede recuperar luego de una producción tecnificada, tendiente a obtener la máxima recuperación.

Siendo el Ecuador un país que se inicia como productor de petróleo, es la parte más interesada en conocer sus recursos petroleros (Reservas); en primer lugar para saber con las riquezas que cuenta y luego para controlar la producción. Este control debe estar encaminado a que las Compañías Concesionarias exploten debidamente los Yacimientos petrolíferos, de modo que la recuperación sea óptima y se eviten daños en el Yacimiento.

Con este trabajo se ha dado un paso en lo concerniente al cálculo de reservas en el Oriente Ecuatoriano, pues se ha calculado volumétricamente el petróleo original existente en uno de sus Yacimientos.

## R E S U M E N

El presente trabajo consta de dos partes: Una parte teórica y una parte práctica.

En la parte teórica se realiza un estudio de los métodos volumétricos de cálculo de reservas de petróleo en lugar, mediante estos métodos se calcula el volumen de roca impregnada de petróleo. En esta parte se consideran también los parámetros utilizados en el cálculo del volumen de petróleo en el Yacimiento, estos parámetros son Porosidad, saturación de agua, saturación de petróleo y factor de corrección de volumen de petróleo, de los que se da su definición y los métodos de obtenerlos por medio de núcleos en el laboratorio como por medio de los registros de pozos.

La parte práctica consiste en el cálculo volumétrico del petróleo original en sitio (Método de Isópacas) de un yacimiento del Oriente Ecuatoriano.

Antes de realizar el cálculo de reservas se ha procedido a determinar el tope y fondo de la formación productora que constituye el yacimiento en el campo Oriente, se ha determinado -

también el contacto agua-petróleo, y los espesores netos productivos, con estos datos se han elaborado los mapas de isópacas (espesores netos productivos), mapas estructurales (de todo de la formación petrolífera) y los cortes estructurales transversales y longitudinales, con lo que tenemos una visión de la configuración geométrica del yacimiento en estudio.

También se ha calculado las porosidades y saturaciones de agua promedio para cada pozo y para el yacimiento.

Todos los trabajos anteriormente nombrados se han realizado con datos obtenidos de los registros de pozos que han sido tomados en los pozos que atraviesan el yacimiento Oriente. Luego se calcula el petróleo original en sitio y se deducen las conclusiones de este trabajo tales como el volumen de petróleo en el yacimiento a condiciones normales, el tipo de energía de producción del yacimiento, el factor de recuperación y el volumen de petróleo recuperable.

Por último se procede a proporcionar recomendaciones que se consideran pertinentes luego de haber terminado el trabajo.

# C A P Í T U L O I

## CONSIDERACIONES TEORICAS

### 1.1. GENERALIDADES

En este Capítulo se trata sobre las consideraciones teóricas del cálculo volumétrico de reservas y los parámetros que son necesarios calcular para poder llevar a cabo el cálculo de reservas.

El trabajo práctico de cálculo de dichos parámetros y del petróleo original en el yacimiento se basarán en los conceptos y métodos expuestos en este capítulo.

El conocimiento del volumen de petróleo que se encuentra originalmente en el yacimiento es de fundamental importancia para encontrar las reservas recuperables de petróleo, las cuales son obtenidas al aplicar al volumen original el factor de recuperación correspondiente; como también para pronosticar acertadamente el comportamiento de un yacimiento, ya sea primario, secundario o terciario.

El volumen original de hidrocarburos existentes en un yacimiento se calcula por métodos directos o volumétricos y por métodos indirectos.

Los métodos indirectos como su nombre lo indica, calculan indirectamente el petróleo existente en un yacimiento, ya que se basan en la ecuación de balance de materiales la cual aplica la conservación de la masa y se expresa en la siguiente forma: (4)

$$\begin{array}{l} \text{Hidrocarburos} \\ \text{originales en} \\ \text{el yacimiento} \end{array} = \begin{array}{l} \text{Hidrocarburos} \\ \text{producidos del} \\ \text{yacimiento} \end{array} + \begin{array}{l} \text{Hidrocarburos} \\ \text{remanentes en} \\ \text{el yacimiento} \end{array}$$

Para poder aplicar esta ecuación en un yacimiento de hidrocarburos debemos tener una historia aceptable de producción (más o menos larga) ya que es un requisito indispensable para un buen cálculo de reservas por este método.

Cuando no tenemos una historia de producción, como al iniciar la vida productiva de un yacimiento, empleamos los métodos volumétricos en el cálculo del petróleo original en el yacimiento.

## 1.2. METODOS VOLUMETRICOS (1, 2, 3)

Los métodos directos son los más antiguos y más usados de los métodos para determinar el petróleo original en sitio de un yacimiento petrolífero, se les denomina generalmente como métodos volumétricos o de volumen poroso.

Para poder utilizar los métodos volumétricos debemos de terminar el volumen de la arena neta productiva así como también las propiedades de la roca y de los fluidos del ya cimiento. Antes de calcular el volumen de roca productiva tenemos que encontrar los límites del yacimiento, estos límites pueden ser físicos como una falla, un contacto agua - petróleo, un cambio de litología, etc. o límites con vencionales, los que son estimados cuando no se pueden de terminar los límites físicos. Los límites convencionales son supuestos mediante la correlación de los datos y regis tros de la arena productiva.

Los métodos volumétricos permiten la determinación del volumen de la roca porosa que contiene hidrocarburos por medio del cálculo del volumen ocupado por la configuración geométrica de la formación hidrocarburífera.

La extensión geométrica del yacimiento se representa en mapas estructurales e isópacos y en cortes estructurales, los que nos permiten visualizar claramente la estructura, el relieve, la forma y el espesor del yacimiento en estu dio.

En los métodos volumétricos se utiliza la fórmula <sup>(1,2,5)</sup>

$$N = \frac{7758 VR \phi (1 - Sw)}{Bo} \quad (A - 1)$$

La derivación de esta fórmula ver en el Apéndice N° 1.

Los datos a emplearse en esta fórmula se obtienen de informaciones registradas en la perforación de los pozos; de los registros: eléctricos, neutrónico, sónico, etc. de los pozos que atraviezan el yacimiento y del análisis de núcleos. Los procedimientos para calcular estos parámetros se verán en el numeral (2.3).

#### 1.2.a. METODO DE ISOPACAS (2, 3, 13)

El objetivo de este método es determinar el volumen de roca neta productiva dada por la fórmula VR: A.h., en donde A es el área que cubre el yacimiento y h es el espesor neto de la arena petrolífera entre el tope de la formación y el contacto agua-petróleo, sin tomar en cuenta las intercalaciones densas y lutíticas en las que no hay posibilidades de acumulación de hidrocarburos, las que son descontadas del espesor total de la arena productiva.

Para la determinación de los espesores netos productivos, se utiliza el registro microresistivo, el que define

los intervalos porosos y permeables y los densos y lutíticos; este registro se utiliza también para determinar el tope de la arena petrolífera. Para encontrar el contacto agua - petróleo se utiliza el registro de inducción y los gráficos de saturación de agua vs. profundidad. Si existe capa de gas debemos determinar el contacto gas - petróleo, el que puede ser encontrado usando los registros de densidad y neutrónico combinados, análisis de núcleos y pruebas de formación (Drill stem test).

Una vez determinado el valor de los espesores netos productivos de cada pozo, se procede a poner en un mapa de localizaciones del campo los valores del espesor neto de la arena productiva en el lugar correspondiente a cada pozo y luego se configura un mapa de isópacas para lo cual se trazan líneas que unen puntos de igual espesor de arena y que se denominan líneas isópacas del yacimiento (cuando el espesor de la arena es nulo o hay un contacto agua-petróleo tenemos la línea isópaca cero).

Cuando está elaborado el mapa de isópacas se procede a determinar en el mapa el área que encierran las líneas isópacas comenzando por el área que encierra la línea isópaca



cero que corresponde al límite del yacimiento.

Una vez medidas dichas áreas se las tabula junto con sus correspondientes espesores y con estos valores se construye la gráfica de isópacas (espesores netos de arena) vs área del plano (encerrada en las líneas isópacas) similar a la representada en la Fig. 1.

El área bajo la curva de la gráfica de isópacas vs área del plano representan el volumen de roca impregnada de petróleo VR. Esta área se determina con el planímetro y luego se le multiplica por el factor de conversión para obtener el volumen de roca porosa petrolífera, así tenemos - que  $VR = Ag \times Fc$  en donde Ag es el área del gráfico y Fc es el factor de conversión expresado por la fórmula  $Fc: Mx \times My$  (escala del plano)<sup>2</sup> en donde Mx es el módulo en X del área de la gráfica isópacas vs. área del plano y que corresponde al intervalo de una unidad longitudinal de la gráfica sobre las abscisas. My es el módulo en Y para las ordenadas.

El valor de VR obtenido de esta manera lo sustituimos - en la fórmula del cálculo de petróleo original (A-1) conjuntamente con los valores de porosidad, saturación de pe-

tróleo, y factor volumétrico de petróleo obtenidos como se indicará en el numeral (1.3).

La ventaja de este procedimiento radica en que por lo general es el método más expedito en la obtención del volumen original de hidrocarburos y que es uno de los más aproximados por descartar los intervalos sin porosidad ni permeabilidad que no pueden tener hidrocarburos esto se comprueba al comparar los resultados obtenidos por este método con los obtenidos por el método de cimas y bases. El resultado del método de cimas y bases tendrá un valor mayor en vista de que incluye estratos sin probabilidades de contener hidrocarburos.

Una variación del método de Isópacas es el método isovolumétrico, (1,4) en el cual los espesores netos de la formación petrolífera  $h$  es multiplicado por la porosidad promedio obtenido en cada pozo. En un mapa de localizaciones se colocan los valores del producto  $\beta \cdot h$  y uniendo los puntos de igual valor de  $\beta \cdot h$  obtenemos un mapa isovolumétrico.

Para calcular el volumen poroso del yacimiento procedemos a medir el área encerrada en las líneas isovolumétricas

y procedemos a elaborar la gráfica de Area del plano vs. - volumen ( $\beta$ .h). El área bajo la curva representa el volumen poroso que contiene hidrocarburos.

Este método tiene la ventaja que la porosidad promedia - de los pozos es volumétricamente determinada en los procesos de obtención del volumen poroso.

#### 1.2.b METODO DE CIMAS Y BASES (2, 13)

Como el método anterior este método determina el volumen de la roca petrolífera  $VR = A.H.$  en este método los espesores de la formación productiva  $H$  se considera desde la cima, límite superior o tope del yacimiento hasta la base o límite inferior del yacimiento que puede ser el contacto agua - petróleo en caso de existir. Como se toma el espesor entre el tope y la base del yacimiento éste método considera el espesor total de la formación por lo que se obtendrá un volumen de roca bruta que incluye el volumen de las intercalaciones densas y lutíticas que existen entre el tope y fondo de la formación y que no tienen posibilidades de contener hidrocarburos, esto hace de este método el menos exacto.

El cálculo del volumen de roca se efectúa a partir de los mapas estructurales de cimas y bases.

Los mapas de cimas y bases vienen a ser mapas de curvas de nivel de la formación petrolífera en el subsuelo y constan de líneas que unen puntos de igual profundidad partiendo de un estrato de referencia o estrato base, llamado también estrato marcador o de un plano referencial como el del nivel del mar. Estos mapas muestran la estructura geológica, la geometría de la trampa así como la extensión de la roca almacenante. El proceso de elaboración de estos mapas consiste en señalar en los planos de localización de los pozos el valor de la profundidad de la cima o tope de la formación para cada pozo en un plano y el valor de la profundidad de la base en otro plano de localizaciones. Al unir los puntos de igual profundidad de las cimas y de las bases tenemos un mapa de cimas y un mapa de bases. Para el mapa de bases se considera como base generalmente la superficie formada por el contacto agua-petróleo. Después de la elaboración de los mapas de cimas y de bases se procede a la determinación del área que encierran las líneas estructurales, es decir las líneas que unen los puntos de igual profundidad tanto en el mapa de cimas como en el mapa de bases

los valores de estas áreas son tabuladas junto con sus respectivas profundidades y con ellos elaboramos la gráfica de Profundidad vs. Area del plano. El resultado es un gráfico como el de la fig. 2 en la que tenemos una curva para las cimas y otra para las bases. El área comprendida entre las dos curvas representa el volumen total de la roca yacimiento VR. Para determinar este volumen multiplicamos el área entre las dos curvas medida en el gráfico por el correspondiente factor de conversión Fc., luego se calcula el volumen de hidrocarburos original en el yacimiento aplicando la ecuación (A-1).

### 1.3. CARACTERISTICAS PETROFISICAS Y OTROS PARAMETROS NECESARIOS PARA EL CALCULO VOLUMETRICO DE RESERVAS.

Tenemos que el volumen de petróleo en lugar en un yacimiento petrolífero corresponde a la fórmula:

$$N = \frac{7758 \times VR \times \phi \times (1-S_w)}{Boi}$$

Por lo que vemos que para el cálculo volumétrico de reservas necesitamos de las características de las rocas y de los fluidos tales como: Porosidad,  $\phi$  ; saturación de agua,

$S_w$ ; saturación de petróleo,  $S_o$ ; y factor de corrección de volumen de petróleo inicial  $Bo_i$ . Estas características van a ser estudiadas en este numeral.

### 1.3.a. POROSIDAD (1, 6)

DEFINICION.- Es la propiedad de la roca más importante y necesaria en el cálculo de reservas, ya que nos indica el espacio poroso total de la roca que contiene fluídos (petróleo, gas o agua).

La porosidad se puede definir como la fracción del volumen total de la roca no ocupada por el esqueleto mineral de la misma o también como la fracción del volumen total de la roca ocupada por el espacio vacío.

$$\phi = \frac{V_v}{V_t} \quad \circ \quad \phi = \frac{V_t - V_g}{V_t} \quad \circ \quad \phi = 1 - \frac{V_g}{V_t}$$

Existen dos casos de porosidad: Porosidad absoluta y porosidad efectiva.

Porosidad absoluta.- Es la relación entre el volumen de espacio vacío total y el volumen total de la roca. Esta porosidad incluye no solo los poros que están interconec-

tados sino también aquellos poros que están sellados con ma  
terial cementante. Algo de petróleo o gas encerrados en  
los poros sellados no pueden ser producidos y por lo tanto  
no tienen interés comercial, por lo que la porosidad absoluta  
no necesita ser medida.

Porosidad efectiva.- Es la relación entre el espacio poroso  
intercomunicado y el volumen total de la roca.

La porosidad efectiva es un factor incidente en la per  
meabilidad (Permeabilidad es la propiedad que posee la roca  
yacimiento para permitir que los fluidos se muevan através  
de sus poros intercomunicados). Por lo tanto la porosidad  
efectiva es la única que necesita ser medida.

La porosidad de las formaciones del subsuelo pueden va-  
riar en un amplio rango. Las calizas compactas y anhídrita  
tas pueden tener porosidad cero; Areniscas consolidadas tienen  
de 10% a 15% de porosidad; Areniscas no consolidadas -  
tienen alrededor de 30% de porosidad. Las lutitas y arcil  
las tienen alrededor de 40% de porosidad pero tiene granos  
muy finos que es prácticamente impermeable al flujo de fluid  
os, pues sus poros no están intercomunicados por lo que su  
porosidad no es efectiva.

La porosidad también puede ser clasificada de acuerdo al arreglo físico del material que rodea a los poros.

Así en arenas limpias los poros se forman entre los granos, esta porosidad se llama intergranular y es inherente a la formación desde el tiempo en que los granos de arena fueron depositados.

La porosidad intergranular varía de acuerdo con el arreglo o empaquetamiento de los granos, así si consideramos granos bien redondeados y de tamaño uniforme (Caso ideal) y tenemos empaquetamiento cúbico nos da una porosidad de un 47% con empaquetamiento exagonal nos resulta un 40% de porosidad y con empaquetamiento romboédrico tenemos un 26% de porosidad (Ver apéndice N° 2.)

La porosidad secundaria (formada después de la deposición de la formación) es causada por la acción de las aguas filtradas ligeramente acidificadas (fenómeno de lixiviación) las que forman o agrandan los espacios porosos y los canales que les comunican en formación calcareas, también pueden disolver conchas de pequeños crustáceos formando pequeñas cavernas.



En igual forma las aguas filtradas son ricas en sales mi  
nerales, las que al ser depositadas sellan parcialmente al-  
gunos poros o canales de las formaciones reduciendo de esta  
manera su porosidad.

Otro tipo importante de porosidad secundaria debido a la  
acción de las aguas filtradas resulta del reemplazamiento -  
de dolomita por calcita: Aguas ricas en sales de magnesio  
pueden infiltrarse através de la calcita produciendo un re-  
emplazamiento gradual átomo por átomo o molécula por molécu-  
la del magnesio por el calcio.

La formación de una molécula de dolomita significa la pér-  
dida del 12% del volumen de calcita y el resultado final es  
la reducción del volumen de la matriz de la roca, incremen-  
tando por este motivo el volumen poroso de la formación.

Puede ocurrir que esfuerzos en la formación den como re-  
sultado una red de grietas o fisuras las cuales pueden con-  
tener hidrocarburos sin embargo el volumen real de los va-  
cíos de las fisuras es generalmente pequeño y si el mate-  
rial circundante es compacto la formación tendrá porosidad  
efectiva muy baja.

Las arcillas presentes en las rocas yacimientos afectan también a la porosidad de las mismas ya que actúan como cemento, este cemento arcilloso disminuye aún más la porosidad si las arcillas se hidratan lo que hace que se hinchen reduciendo así el espacio poroso.

Como vemos en una formación pueden ocurrir diferentes procesos como los arriba indicados que afectan a la porosidad, a esto se debe a que haya valores muy variados de porosidad.

#### MÉTODOS DE OBTENCIÓN DE LA POROSIDAD <sup>(1)</sup>

Existen dos métodos para encontrar la porosidad de las rocas yacimiento y son: La determinación de la porosidad por medio de los análisis de núcleos.- Los núcleos son extraídos de la zona petrolífera durante la perforación del pozo y luego son analizados en el laboratorio.

Como sabemos:

$$\beta = \frac{V_v}{V_t} \quad \beta = \frac{V_t - V_g}{V_t}$$

Con los porosímetros medimos los valores de  $V_g$ , volumen de los granos;  $V_t$ , volumen total de la roca; y  $V_v$  volumen -

poroso y encontramos la porosidad con las fórmulas arriba indicadas.

Existen varios tipos de porosímetros, los más conocidos son: el porosímetro de Boyle y el porosímetro de Ruska.

Método de Ruska <sup>(1)</sup> para medir la porosidad en el laboratorio por medio de inyección de mercurio a alta presión.

Este método mide  $V_g$  y  $V_t$  inyectando mercurio a presión atmosférica ya a alta presión en un recipiente en donde se encuentra la muestra a la que se han extraído previamente los fluidos existentes en ella.

El volumen total de la muestra  $V_t$  será igual al volumen de mercurio inyectado en el porosímetro a presión atmosférica con el núcleo dentro del porosímetro menos el volumen de mercurio inyectado en el porosímetro sin el núcleo dentro también a presión atmosférica.

El volumen de granos  $V_g$  es igual al volumen de mercurio inyectado en el porosímetro con el núcleo dentro a alta presión menos el volumen de mercurio inyectado sin el núcleo dentro a la misma alta presión.

Obtenidos los valores de  $V_g$  y  $V_t$  aplicamos la fórmula correspondiente a la porosidad  $\beta = 1 - \frac{V_g}{V_t}$

El aparato para medir la porosidad por este método fue diseñado por Ruska por lo que se llama porosímetro de Ruska, el esquema de este aparato se ve en la Fig. 3-a.

Porosímetro de Boyle<sup>(1)</sup>. Este aparato permite la medición del volumen de los granos  $V_g$  por medio de la aplicación de la ley de Boyle de los gases. El procedimiento es el siguiente: Una muestra a la que se han extraído previamente los fluidos se coloca en un recipiente en el que se inyecta aire a presión hasta unas 60 lpc, luego se permite la expansión del gas en un volumen conocido mucho mayor que el primero y se registra la presión resultante del sistema Ver Fig. 3-b. La aplicación de la ley de Boyle en el porosímetro del mismo nombre se demuestra en el apéndice N° 3.

Obtención de la porosidad por medio de registros de pozos.-

El otro método de obtener la porosidad es utilizando los registros de pozos,<sup>(7)</sup> para esta finalidad tenemos los registros: sónico, de densidad y neutrónico.

### Obtención de la porosidad con el registro sónico.-

El registro sónico mide una de las propiedades del sonido (7, 8): El tiempo que necesita el sonido para pasar de un punto a otro a través de una formación. El tiempo requerido por una onda sónica para atravesar un pie de formación se conoce como tiempo de tránsito y se le designa como  $A_t$ , y está expresado en microsegundos/pie o sea en millonésimas de segundo por pie.  $A_t = \frac{\text{useq.}}{\text{pie}}$

El tiempo de tránsito es el inverso de la velocidad del sonido a través de la formación, cuando la velocidad del sonido está expresada en pies/segundo.

El tiempo de tránsito en una formación dada depende de su litología (Arenisca, caliza, dolomita, arcilla, etc.) - de su porosidad y de los fluidos que ésta contenga, ya que la velocidad del sonido varía según el medio en que las ondas sónicas se propagan.

Las ondas sonoras se desplazan más rápidamente en sólidos que en líquidos y son más veloces en líquidos que en gases. Por lo tanto si un conductor se compone de materia

los sólidos, líquidos y gaseosos la velocidad del sonido dependerá de las proporciones de los diferentes componentes. Una roca porosa impregnada de petróleo constituye un medio compuesto (sólido - líquido), por lo que es posible usar las medidas de velocidad del sonido a través de una formación para determinar su porosidad. Para esto tenemos una tabla de velocidades del sonido <sup>(7)</sup> en diferentes medios (los valores de la tabla están dados para sustancias no porosas. La adición de porosidad a las matrices de las rocas de las formaciones hacen que disminuya la velocidad del sonido y por lo tanto aumenta el valor del tiempo de tránsito). Ver tabla N° 1.

Los tiempos de tránsito de las ondas acústicas provenientes de una formación se registran mediante un dispositivo sónico <sup>(7)</sup> que consta de un transmisor que emite impulsos sonoros que se difunden por la formación hasta llegar a dos receptores electrónicos, los mismos que envían los impulsos a la superficie los que son convertidos en curvas en un sistema electrónico. Estas curvas son utilizadas para obtener la porosidad de la formación usando la relación empírica entre la velocidad del sonido en una formación y la porosidad de la misma encontrada -

por Willie<sup>(7)</sup>, el mismo que después de numerosos experimentos en el laboratorio llegó a la conclusión que en formaciones limpias y consolidadas y con pequeños poros distribuidos uniformemente existe una relación lineal entre la porosidad y el tiempo de tránsito. La relación dada por Willie se expresa en la siguiente ecuación:

$$\Delta t \text{ registro} = \phi \Delta t (\text{fluido}) + (1 - \phi) \Delta t (\text{matriz})$$

De donde:

$$\phi = \frac{\Delta t \text{ req.} - \Delta t \text{ ma}}{\Delta t \text{ f} - \Delta t \text{ ma}}$$

Obtención de la porosidad con el registro de densidad.<sup>(7)</sup>

El registro de densidad como su nombre lo indica mide la densidad de las rocas del yacimiento, como sabemos la densidad de una formación depende de su litología, de su porosidad y de los fluidos que ocupan el espacio poroso.

Para medir la densidad de las rocas este registro aprovecha la dispersión y absorción de los rayos gama por los electrones de los átomos de la formación.<sup>(7,8)</sup> Los rayos gama emitidos por una fuente radiactiva chocan con los electrones de la formación y en cada choque ceden algo de su energía cinética al electrón con el cual chocan y luego

continúan su trayectoria con menor velocidad. Este proceso se denomina efecto Compton. Las herramientas de densidad están diseñadas para que el detector de rayos gama capture los rayos gama del efecto Compton.<sup>(7,8)</sup>

El número de rayos gama detectados es proporcional a la densidad de electrones de la formación y por ende a la densidad de la misma. Ahora bien como la densidad de una formación homogénea es proporcional a su porosidad (Las rocas porosas son más livianas que las rocas compactas), el número de rayos gama del efecto Compton es proporcional a la porosidad.

Para encontrar la porosidad de una formación por medio del registro de densidad empleamos la fórmula empírica proporcionada por Willie<sup>(7)</sup>:

$$\rho_b = \beta \rho + (1 - \beta) \rho_{ma}$$

$$\beta = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Para la aplicación de la fórmula arriba indicada tenemos una tabla de densidades<sup>(8)</sup> de fluidos y de matriz más comunes. (Tabla N° 2)



### Obtención de la porosidad con el registro Neutrónico.-

La propiedad principal medida por el registro de neutrones es la riqueza de hidrógeno de las formaciones y a través de esta propiedad la porosidad de las mismas. (7,8)

El principio básico de este registro es la reducción de la velocidad de los neutrones emitidos por una fuente radiactiva, los que al chocar con los átomos de la formación son absorbidos por protones de los mismos al perder su energía cinética. Esta captura de neutrones produce radiaciones gama, las que son detectadas por la herramienta.

Hay que tener en cuenta que solo los átomos livianos pueden retardar y capturar neutrones rápidos, ya que la masa del átomo de hidrógeno es más o menos igual a la masa del neutrón. El hidrógeno desempeña un papel mucho más importante que los demás elementos de la formación en el retardo y captura de neutrones. (8)

Normalmente las formaciones porosas están llenas de petróleo, de gas o de agua, compuestos que contienen hidrógeno. De ahí se desprende que la cantidad de hidrógeno es

proporcional a la porosidad de la formación. Como la curva de neutrones es la expresión del contenido de hidrógeno, se deduce que la curva de neutrones expresa la porosidad. Por tanto la respuesta del registro neutrónico se puede equiparar con la porosidad calibrando la herramienta en formaciones de porosidad conocida, estas formaciones pueden ser reales o simuladas, el registro calibrado en la forma anteriormente indicada lee, computa y registra directamente la porosidad de las formaciones.

### 1.3.b. SATURACION DE AGUA

DEFINICION.- El agua está presente practicamente en todos los yacimientos petrolíferos<sup>(10, 11)</sup> ya sea en forma de agua libre, ya sea en forma de agua intersticial (agua innata, o connata).

El agua libre<sup>(10)</sup> ocupa los poros de la roca almacén que no están ocupados por hidrocarburos (petróleo, gas). Esta agua posee gran movilidad, pues se traslada facilmente hacia los puntos de baja presión.

El agua intersticial<sup>(10)</sup> se encuentra asociada con el pe

tróleo y se encuentra presente a lo largo de todo el yacimiento. El agua connata no ha podido ser desplazada por el petróleo o el gas pues se mantiene con la ayuda de las fuerzas capilares y al ser absorbidas por los minerales, especialmente por los arcillosos.

**Saturación**, es el volumen de un fluido particular que se encuentra ocupando el volumen poroso de la roca de acumulación.

**Saturación de agua.**— Es la fracción del volumen poroso ocupado por el agua.

$$S_w = \frac{V_w}{V_p}$$

La saturación del agua intersticial<sup>(10)</sup> varía en un rango entre el 5% al 50% del espacio poroso. El cálculo de la saturación de agua es muy importante porque reduce el espacio poroso disponible para la acumulación de los hidrocarburos y afecta a la recuperación de los mismos, ya que para saturaciones inferiores al 20%, el agua queda fija en las paredes de los poros y el yacimiento produce petróleo sin agua; entre el 20% y 50%, los pozos producen una mezcla de petróleo y agua; finalmente si la saturación de agua sobrepasa del 50% se corre el riesgo de producir únicamente agua, quedándose el pe-

tróleo en el yacimiento.

Para nosotros el cálculo de la saturación de agua es importante porque es necesario para el análisis volumétrico de reservas. En una estructura que contenga petróleo, gas y agua, los fluidos se distribuyen de acuerdo con sus densidades<sup>(7)</sup>. El agua que es la más densa va al fondo, luego viene el petróleo que es menos denso que el agua y por último el gas que es el más liviano ocupa el tope de la estructura. En los yacimientos que tienen esta distribución de fluidos entre el petróleo y el agua existe una zona de transición, - que se denomina mesa de agua o también contacto agua-petróleo, bajo este nivel, los poros de la roca están completamente llenos de agua de formación y arriba del cual la saturación de agua decrece hasta alcanzar un valor mínimo que es la saturación de agua irreductible. En esta zona donde coexisten el petróleo y el agua en los poros de la roca, estos fluidos no están mezclados sino que están separados por superficies interfaciales. Siendo el agua la fase mojanante se quedará cerca de las paredes de los poros y en los espacios angulares de los puntos de contacto de los granos, mientras que el petróleo tiende a agruparse en forma de glóbulos en los espacios más grandes de los poros. La tensión superficial de los contactos interfaciales agua-petróleo hará que

la presión interna de los glóbulos de petróleo sea mayor que la presión interna del agua, esta diferencia de presiones es igual a la presión capilar. El espesor de la mesa de agua puede ser muy pequeño para formaciones muy porosas y permeables y bastante grande para formaciones de poca permeabilidad, este espesor depende también de las densidades de los fluidos en contacto.

Sobre la mesa de agua la saturación de agua llega a tener valores bastante bajos pero nunca llega a cero, no importa cuan rica de petróleo o gas sea una formación, siempre estará presente un pequeña cantidad de agua de formación que no puede ser desplazada por el petróleo, a ésta agua se le denomina agua irreductible.

#### **METODOS PARA DETERMINAR LA SATURACION DE AGUA POR MEDIO DE LOS REGISTROS ELECTRICOS.**

La saturación de agua connata de formación es la información más importante que se puede obtener de los registros eléctricos<sup>(7)</sup>, ya que determina si una zona de interés va o nó a producir petróleo, determina además el lugar donde los pozos pueden ser terminados. La saturación de agua puede ser determinada por métodos directos o indirectos.

El método directo <sup>(1,6)</sup> es la forma más antigua de determinar la saturación de agua, la que es determinada en el laboratorio en muestras de rocas y de fluidos. Este método no es de mucha confianza porque las muestras están contaminadas por el lodo de perforación y el filtrado del mismo. También por la dificultad de obtener muestras representativas por la expansión de los gases en solución cuando la muestra es traída a superficie, por lo que los análisis de saturación no representan el verdadero contenido de agua que existe en el yacimiento.

En los métodos indirectos relacionamos las propiedades de las formaciones necesarias para obtener la saturación de agua con las propiedades secundarias medibles con los registros eléctricos. En este método indirecto relacionamos la saturación de agua intersticial de la formación con la resistividad de la misma <sup>(9)</sup>. El registro de inducción puede leer la resistividad de la formación con mucha aproximación. Los resultados obtenidos por este método son ampliamente aceptados. Resistividad de una formación es la habilidad de la misma para impedir la circulación de la corriente eléctrica a través de su interior <sup>(7,8)</sup>. La unidad de resistividad usada en registros eléctricos es el ohniometro que es la resis-

tividad en ohmios de un cubo de un metro de lado cuando la corriente eléctrica fluye entre las caras opuestas del mismo. También tenemos la conductividad de la formación que es el inverso de la resistividad y está expresada en mhos/metro.

La mayoría de las formaciones porosas que contienen petróleo o gas no conducen la corriente eléctrica sino a través de su agua intersticial, la que es conductiva debido a su contenido de sales en solución, las que están dissociadas en cationes ( $\text{Ca}^{++}$ ,  $\text{Na}^+$ .....) y en aniones ( $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{--}$ , ...). Bajo la influencia de la corriente eléctrica los iones se mueven llevando la corriente eléctrica a través de la solución.

La resistividad del agua de formación  $R_w$  está en función de su salinidad y de su temperatura.

Se ha establecido experimentalmente que la resistividad de una formación es proporcional a la resistividad de la solución salina con la cual está saturada. La constante de proporcionalidad es el llamado factor de formación  $F$ . Por lo tanto si  $R_o$  es la resistividad de la formación saturada 100% con solución salina de resistividad  $R_w$  tenemos: (7)

$$R_o \propto R_w \text{ de donde } R_o = FR_w \text{ y } F = R_o/R_w$$

El factor de formación es también función de la porosidad, la estructura porosa y distribución de los poros por su tamaño, por lo que Archie<sup>(7)</sup>, propuso la siguiente fórmula:

$$F = \frac{a}{\varphi^m}$$

Se ha obtenido resultados satisfactorios con los siguientes valores de a y m.

$$F = \frac{0.62}{\varphi^{2.15}} \quad \text{Fórmula de Humble}$$

$$F = \frac{0.81}{\varphi^2} \quad \text{Para arenas}$$

$$F = \frac{1}{\varphi^2} \quad \text{Para formaciones compactas}$$

En formaciones que contienen petróleo o gas la resistividad de la formación no solo dependen del factor de formación y de la resistividad del agua intersticial sino también de la saturación de agua,  $S_w$ . Archie determinó experimentalmente que la saturación de agua puede ser expresada en términos de su resistividad verdadera  $R_t$ .

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



Pero sabemos que:

$R_o = F R_w$  sustituyendo el valor de  $R_o$  en la fórmula de Archie

$$S_w^2 = \frac{F R_w}{R_t}$$

Para la aplicación de la fórmula de Archie,  $R_o$  se puede obtener de la resistividad de la formación medida por el registro de inducción en la zona bajo el contacto agua-petróleo. El factor de formación  $F$  se puede obtener de la porosidad obtenida con los registros de densidad, sónico o neutrón.

La resistividad de agua  $R_w$  se puede obtener de los análisis del agua de formación, también con el registro de Potencial Espontáneo SP. El registro SP<sup>(7)</sup> mide el potencial eléctrico producido por el movimiento de los iones  $Na^+$  y  $Cl^-$  desde las soluciones más concentradas a las menos concentradas - que hacen de electrolitos. Estos electrolitos son el filtrado de lodo y el agua de formación. El potencial eléctrico es inversamente proporcional a la resistividad del filtrado de lodo  $R_{mf}$  y a la resistividad del agua  $R_w$ .

Este potencial eléctrico está expresado por la fórmula:

$$SP = - 70.7 \log. \frac{R_{mf}}{R_w}$$

También se puede obtener  $R_w$  por métodos estadísticos, como el método que determina la resistividad de agua aparente  $R_{wa}$  que toma como valor de resistividad de agua verdadero al menor valor de  $R_{wa}$  computado en una zona. La base teórica de este método es:

$$S_w^2 = F R_w / R_t \quad \text{según Archie}$$

$$\text{Si } S_w = 100\% = 1.0$$

$$1^2 = \frac{F R_w}{R_t}$$

$$1 = \frac{F R_{wa}}{R_t}$$

$$R_{wa} = \frac{R_t}{F}$$

### 1.3.c. SATURACION DE PETROLEO

#### DEFINICION

Saturación de petróleo<sup>(6)</sup> es la fracción del volumen efectivo de los poros ocupado por el petróleo. Si  $V_o$  es el volumen de petróleo que ocupa el volumen poroso  $V_p$ , la saturación de petróleo  $S_o$  será:  $S_o = V_o / V_p$ .

La saturación de petróleo es adimensional puesto que es una relación entre volúmenes y es usualmente expresada en -

porcentaje:  $S_o = 100 V_o/V_p$

En las rocas petrolíferas es imposible remover todo el petróleo por empuje ordinario de fluidos, <sup>(6)</sup> algo de petróleo - queda atrapado en los poros de las rocas, a la saturación de este petróleo no producible se le llama saturación de petróleo residual y su símbolo es: ROS (Residual Oil Saturation).

Si a la saturación total de petróleo  $S_o$  restamos la saturación de petróleo residual, nos queda la saturación de aceite producible o movable y su símbolo es MO (movil Oil).

Saturación de petróleo movable y también de petróleo residual depende de su densidad, de su viscosidad, de la cantidad de gas disuelto, de su presión y de su temperatura.

El petróleo en el subsuelo está sometido a presiones que van desde cientos de libras de presión hasta algunos miles - de libras, dependiendo de varias causas, principalmente la profundidad. Bajo tales presiones el petróleo contiene considerable cantidad de gas en solución, el mismo que hace disminuir la densidad, aumentando de esa forma su fluidez.

La temperatura a que está sometido el petróleo en el sub

suelo también afecta su movilidad, puesto que el aumento de temperatura disminuye su viscosidad y sabemos que, a menor viscosidad tenemos mayor fluidez o movilidad. (  $\frac{k}{\mu}$  ).

MÉTODOS PARA DETERMINAR LA SATURACION DE PETROLEO, SATURACION DE PETROLEO RESIDUAL Y SATURACION DE PETROLEO MOVIBLE.

Como sabemos, el agua siempre está presente en un yacimiento petrolífero en forma de saturación de agua intersticial  $S_w = V_w/V_p$  siendo  $V_w$  el volumen de agua connata en el yacimiento y  $V_p$  el volumen poroso. Si solamente el petróleo y el agua están presentes en el yacimiento, tenemos que la saturación de aceite total será:

$$S_o = \frac{V_p - V_w}{V_p} \qquad S_o = 1 - \frac{V_w}{V_p}$$

De donde  $S_o = 1 - S_w$

Conociendo la saturación de agua obtenida por los métodos indicados en el numeral anterior (1.3.b) podemos obtener fácilmente la saturación de petróleo  $S_o$  por las fórmulas arriba indicadas.

MÉTODO PARA DETERMINAR LA SATURACION DE PETROLEO RESIDUAL.<sup>(9)</sup>

La medición de la resistividad de la formación en la zona

adyacente al pozo o zona lavada con el registro de proximidad o con el microlátero perfil, permite evaluar la movilidad del petróleo en el yacimiento. Aunque la formación tenga alta saturación de petróleo, el conocimiento de la movilidad del mismo tiene mucha importancia en la elaboración de programas de pruebas y también permite seleccionar los niveles óptimos de terminación de pozos. El principio de este métodos es la comparación entre la saturación de los fluidos en la zona invadida y la saturación de los mismos en la zona virgen o no contaminada.. Se procede a computar la saturación de agua -  $S_{xo}$  en la zona invadida

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

y la saturación de agua  $S_w$  en la zona no contaminada o virgen

$$S_w = \sqrt{\frac{F R_w}{R_t}}$$

Cuando los valores de  $S_w$  y  $S_{xo}$  son diferentes, es indicación de que hubo desplazamiento de petróleo en el proceso de invasión de fluidos durante la perforación y por consiguiente la formación contiene petróleo móvil.

Existen varias maneras de presentar los datos obtenidos del

---

cálculo de petróleo móvil. La forma más sencilla es la comparación entre  $S_{xo}$  y  $S_w$ , la diferencia de estos dos valores ( $S_{xo} - S_w$ ) representa la saturación de petróleo desplazado, es decir el petróleo móvil, por lo que  $M_0 = S_{xo} - S_w$ .

Si multiplicamos la porosidad por  $S_{xo} - S_w$  tenemos como resultado el volumen total de petróleo desplazado. Estos valores pueden ser graficados junto con la porosidad, la saturación de agua y la saturación de petróleo total, con lo que podemos reconocer fácilmente zonas productoras de baja saturación de agua y alta movilidad o zonas de alta saturación de agua y baja movilidad de petróleo, lo que hace que estas zonas sean improductivas.

Otra forma de expresar la movilidad del petróleo es en términos de la relación  $S_w/S_{xo}$ , cuando  $S_w/S_{xo} = 1$  la zona es acuifera ó si tiene hidrocarburos, estos no son móviles, por lo que es improbable que tenga hidrocarburos comerciales, la zona produciría agua o será seca.

Si  $S_w/S_{xo}$  es mucho menor que la unidad, tenemos la evidencia de la presencia de hidrocarburos móviles. La experiencia indica que el valor de  $S_w/S_{xo}$  debe ser menor de 0.75 para que la zona sea productiva comercialmente.

## 1.3.d. FACTOR DE CORRECCION DE VOLUMEN DE PETROLEO.

Definición.- (4, 12)

El factor de corrección de volumen de petróleo, llamado también factor volumétrico de petróleo es la relación existente entre el volumen de petróleo a condiciones del yacimiento y el volumen del mismo a condiciones normales de su superficie. Es un factor que representa el volumen de petróleo saturado con gas a la presión y temperatura del yacimiento por unidad volumétrica de petróleo a condiciones normales de presión y temperatura (14.7 lpc y 60° F). Cuando el yacimiento es subsaturado, es decir cuando la presión del yacimiento es mayor que la presión de saturación del mismo, al factor volumétrico de petróleo se le denomina también como factor monofásico de petróleo ya que en el yacimiento se encuentra en una sola fase (líquido) lo que en superficie estaría en dos fases (líquido y gas).

El factor de corrección de volumen de petróleo se identifica por el símbolo  $B_o$  y se expresa generalmente en barriles a condiciones del yacimiento  $B_Y$  por barriles a condiciones normales de superficie  $B_N$   $B_o = B_Y/B_N$

Cuando se libera el gas en solución del petróleo debido

al decremento de presión se produce una disminución del volumen de petróleo, a esta disminución de volumen se le denomina como merma y como factor de merma al inverso del factor volumétrico de petróleo, el símbolo del factor de merma es  $Sh$  y se expresa en barriles normales por barriles de yacimiento.

$$Sh = \frac{1}{Bo} = \frac{BN}{BY}$$

El cambio típico del factor volumétrico de petróleo con la presión, (2, 12) bajo y sobre el punto de saturación se muestra en la figura 4. Si la presión original del yacimiento es igual a la presión de saturación y si se reduce la presión por debajo de la presión de saturación el gas en solución se libera y el volumen de petróleo se reduce por lo que el valor  $Bo$  decrece. Cuando la presión se reduce hasta la presión atmosférica el valor de  $Bo$  es aproximadamente igual a uno ( $Bo = 1$ , cuando la temperatura es  $60^{\circ}F$ ).

Si el yacimiento es subsaturado es decir si la presión del yacimiento es mayor que la presión de saturación  $Bo$  es función de la presión solamente. Cuando la presión es reducida por debajo de la presión inicial del yacimiento el vo-



lumen de todo el sistema líquido se incrementa debido a una pequeña expansión del petróleo, ya que sobre la presión de saturación el gas está licuado y al disminuir la presión - hasta el punto de saturación no hay liberación de gas sino expansión del sistema. Este comportamiento se refleja en el incremento del valor de  $B_o$ . El valor de  $B_o$  continúa incrementándose hasta que la presión del yacimiento es igual a la presión de saturación, en este punto  $B_o$  alcanza su valor máximo. Una reducción adicional de presión bajo la presión de saturación da como resultado la liberación del gas en solución y por lo mismo la disminución del valor de  $B_o$ . Ver Fig. 4.

#### METODO PARA OBTENER EL FACTOR VOLUMETRICO DE PETROLEO $B_o$ -

El método más utilizado para obtener el factor volumétrico de petróleo conjuntamente con otras propiedades del petróleo y gas es el análisis de Presión-Volumen-Temperatura realizado en el laboratorio, con este análisis encontramos las relaciones de presión, volumen y temperatura existentes entre los fluidos del yacimiento. A este método también se le denomina análisis P.V.T. y consiste en permitir la liberación del gas que está en solución en el petróleo disminuyendo la presión a que se encuentran los fluidos como tam-

---

bién la temperatura hasta los valores normales de los mismos (60° F. y 14.7 lpc).

Existen dos formas de liberación de gas y son:

**Liberación Instantánea.** -- (1,12) Es un proceso que se realiza a temperatura constante y consiste en remover constantemente el gas liberado, como también parte del líquido a medida que se va reduciendo la presión con fines de mantener un constante equilibrio entre la fase líquida y la fase gaseosa, esto se logra variando el volumen y la presión de los fluidos.

**Liberación Diferencial.** -- Este proceso también se realiza a temperatura constante y en cual se remueve continuamente el gas liberado debido a una continua reducción de presión. La liberación del gas hace que el volumen de líquido disminuya por lo que para la liberación diferencial se requiere una reducción del volumen del recipiente de prueba lo que se logra con introducción de un fluido inerte como el mercurio a medida que se remueve el gas formado en el recipiente de prueba.

Como sabemos el factor volumétrico de petróleo  $B_o$  es la relación entre el volumen de petróleo a condiciones de yaci

---

miento  $V_1$  y el volumen de ese mismo petróleo a condiciones normales  $V_2$ , por lo que para obtener  $B_o$  inicial del yacimiento medimos un volumen de petróleo a la presión y temperatura inicial del yacimiento, luego reducimos la presión y la temperatura hasta los valores normales es decir  $60^\circ\text{F}$  y  $14.7$  lpc. esta disminución de presión y temperatura hace que el gas en solución se libere y el volumen de petróleo disminuya medimos este volumen de petróleo a condiciones normales  $V_2$  para obtener  $B_o$  dividimos  $V_1$  para  $V_2$  ya que  $B_o = V_1/V_2$  por definición.

De igual forma se pueden obtener diferentes valores de  $B_o$  para diferentes presiones midiendo el volumen de petróleo para determinada presión y dividiendo para el volumen del mismo a condiciones normales. Graficando estos valores de  $B_o$  vs. la presión obtenemos un gráfico similar al de la Fig. 4.

Hay una pequeña diferencia entre los valores de  $B_o$  obtenidos por los métodos de liberación instantánea y de liberación diferencial<sup>(12)</sup> como lo muestra la Fig. 5. Esto se debe<sup>(2)</sup> a que en el proceso de liberación instantánea el gas desprendido durante una reducción de presión permanece en contacto y en equilibrio con la fase líquida de donde se desprende, mientras que en el proceso de liberación diferencial

el gas desprendido durante una reducción de presión se remueve del contacto con la fase líquida tan pronto se libera.

Si todo el gas liberado permanece en contacto con la fase líquida como sucede en proceso instantáneo se liberará mayor cantidad de gas porque los hidrocarburos intermedios de la fase líquida se vaporizarán en el espacio gaseoso en contacto con el líquido hasta alcanzar el equilibrio. En cambio en el proceso diferencial todo el gas se remueve tan pronto como se desprende del líquido por lo que la vaporización de los hidrocarburos intermedios es menor. Este es el motivo para que los valores de  $B_0$  obtenidos en la liberación diferencial sean ligeramente menores que los valores de  $B_0$  obtenidos por medio de la liberación instantánea.

---

## C A P I T U L O    I I

### DESARROLLO DEL TRABAJO

#### 2.1. DATOS UTILIZADOS

Los datos utilizados en el presente trabajo han sido: Un mapa de localización de pozos escala 1:25000 y los registros de 15 pozos que atraviezan el yacimiento Oriente estos registros son:

El registro potencial espontáneo (S.P.) con el que se ha obtenido la profundidad del tope de la formación yacimiento con respecto a la superficie y con respecto al nivel del mar (ver tabla 3) como también la litología del yacimiento (tablas de 4 al 18) y la columna estratigráfica (Fig. N° 7).

El Registro Microresistivo con el que se ha obtenido el espesor neto productivo para cada pozo, (tabla 3) y con cuyos valores se ha elaborado el mapa de Isópacas - (Espesores netos productivos) con el cual se ha calculado el volumen de roca petrolífera.

---

Los registros sónico y de densidad con los cuales se han calculado la porosidad y el factor de formación para cada pozo en la forma que indica el numeral 1.3.a.

El Registro de Inducción con el que se ha obtenido la profundidad del contacto agua-petróleo a partir de la superficie y a partir del nivel del mar (tabla 3), la resistividad verdadera de la formación  $R_t$  y la resistividad de agua aparente  $R_{wa} = \frac{R_t}{F}$ , la resistividad de agua y por último la saturación de agua (tablas 4 al 18).

También se tiene como dato el factor de corrección del volumen original de petróleo  $B_{oi}$ .

## 2.2. BREVE RESEÑA GEOLOGICA DEL YACIMIENTO

### 2.2.a. Generalidades.<sup>(14)</sup>

La cuenca sedimentaria del Oriente Ecuatoriano se encuentra situada entre la cordillera andina al Oeste y el Escudo Guayanés y Brasileño al Este. El límite Norte de esta cuenca es la saliente del Vaupes, que es un levantamiento proyectado del Escudo Guayanés y que choca con los Andes cerca de Florencia en el Distrito Putumayo, Co

lombia. El límite Sur está a lo largo del Arco Contaya, un levantamiento que sale del Escudo Brasileño cerca de Contamaná en el Perú. El levantamiento del Vaupes al Norte separa a la cuenca oriental ecuatoriana de la cuenca Llanos de Colombia y el Arco Contaya al Sur la separa de la cuenca Media Ucayali del Perú.

Además de los Arcos del Vaupes y Contaya que limitan a la cuenca por el Norte y por el Sur, hay otros dos levantamientos basamentales menos pronunciados: El Arco Marañón en el Perú y lo que podríamos llamar el Arco Cono-naco en el Ecuador Central. Estos levantamientos sirven para dividir la cuenca en tres subcuencas: la subcuenca Napo en el Norte de Ecuador y Sur de Colombia, la subcuenca Pastaza en el Sur de Ecuador y en el Norte de Perú y la subcuenca Bajo Ucayali en el extremo Sur de la cuenca en el Perú (ver Fig. N° 9). Algunas diferencias estratigráficas se notan entre estas subcuencas sugiriendo que los arcos divisores ejercieron una influencia en la evolución sedimentaria y estructural de la cuenca.

El relleno de la cuenca oriental empezó al final del Cretaceo inferior, y permaneció marino o con tendencia

marina hasta los movimientos laramídicos precoces del - fin del Senoense, luego de los cuales se acumularon sedimentos de tipo continental hasta la época actual.

### 2.2.b. Geología del Yacimiento<sup>(15)</sup>

El Yacimiento Oriente está situado en la cuenca oriental ecuatoriana. La formación petrolífera está - constituida por una secuencia de areniscas limpias con estratificación intercruzada con un tamaño de grano promedio de 0.2 mm. El porcentaje del cuarzo en esta formación es poco elevado en los 60 primeros pies (30%), luego crece rápidamente hasta un 80% y conjuntamente se tiene una arenisca limpia. Esta arenisca goza de buenas características de continuidad, porosidad y permeabilidad salvo algunas invasiones de arcilla y de fenómenos diagenéticos, correspondientes a silificaciones de carácter local.

Esta formación corresponde a una transgresión marina desde el Geosinclinal hasta la plataforma del Escudo Guayanés. Su edad es Aptense - Albense inferior (cretáceo).

---



Estructuralmente el yacimiento Oriente es un anticlinal alargado en dirección Norte Sur, el eje del anticlinal tiene esta misma dirección. Este anticlinal es parte de una serie de anticlinales de forma alargada y paralelos a los Andes y que en la mayoría de los casos han servido de trampas petrolíferas las que constituyen los campos petrolíferos explotados actualmente en el Oriente del Ecuador.

### 2.3. COLUMNA ESTRATIGRAFICA DEL YACIMIENTO

La columna estratigráfica del yacimiento ha sido elaborada con datos obtenidos del registro de potencial espontáneo, como también de datos obtenidos de análisis de núcleos, esta columna corresponde a la formación Hollín y en la que consta su litología y su edad y era correspondiente, Fig. N° 7.

### 2.4. DETERMINACION DEL CONTACTO AGUA-PETROLEO

El registro de resistividad (Inducción Eléctrica) sirve para determinar el contacto agua-petróleo en cada uno de los pozos (en la tabla N° 3 tenemos la profundidad del

contacto agua-petróleo con respecto a la superficie del terreno y respecto al nivel del mar) con los cortes estructurales tanto longitudinales como transversales se extrapola el contacto agua-petróleo, con lo que se obtiene el límite del yacimiento, ya que el yacimiento en estudio tiene como límite el contacto agua-petróleo (ver mapa estructural y cortes estructurales). Se confirma la profundidad del contacto agua-petróleo con los valores de saturación de agua elevados en los niveles del contacto agua-petróleo (tablas 4 - 18).

## 2.5. DETERMINACION DE LA ZONA NETA PRODUCTIVA

Para determinar la zona neta productiva se ha utilizado el registro de microresistividad el mismo que proporciona la zona porosa y permeable. La zona neta productiva es obtenida desde el tope del yacimiento hasta el contacto agua-petróleo previamente determinado. Esta zona corresponde al espesor de arena con porosidad y permeabilidad que contiene petróleo producible, con el espesor neto productivo obtenido en cada pozo se elabora el mapa de isópacas por medio del cual se obtiene el volumen de roca petrolífera.

---

## 2.6. MAPEO DE ISOPACAS DEL YACIMIENTO

Una vez obtenido el espesor neto productivo para cada pozo como indica el numeral 2.5., se procede a la elaboración del mapa de isópacas de espesores netos productivos, para lo cual se depositan en el mapa de localizaciones del campo, los valores de los espesores productivos correspondientes a cada pozo, luego se une los puntos de igual espesor y se obtiene las líneas isópacas y el mapa de isópacas del Yacimiento. (Fig. N° 10).

El mapa original fue elaborado a escala 1:25000, pero fue reducido posteriormente para facilitar la presentación de este trabajo.

## 2.7. MAPAS ESTRUCTURALES DEL YACIMIENTO

Se grafica el mapa estructural del yacimiento (tope de la formación) Fig. N°11, uniendo los puntos de igual profundidad del tope de la arena Hollín.

Para esto vemos la profundidad del tope en el registro SP y luego le restamos el espacio entre la superfi-

cie y el nivel del mar y se obtiene dicha profundidad con respecto al nivel del mar. (tabla N° 3).

Este mapa ha sido elaborado a escala 1:25000 originalmente y posteriormente reducido en forma similar al mapa de Isópacas. Fig. N° 11.

El mapa estructural de fondo no ha podido elaborarse porque de los 15 pozos del que atraviezan el yacimiento petrolífero, solamente 5 pozos llegan hasta el fondo de la formación Hollín y con estos datos no se puede hacer un mapa estructural representativo del fondo de la formación.

## 2.8. CORTES ESTRUCTURALES DEL YACIMIENTO

Los cortes estructurales nos sirven para conocer la forma, la geometría del yacimiento y para extrapolar el contacto agua-petróleo, para así encontrar el límite del yacimiento. En el presente trabajo se ha elaborado ocho cortes estructurales, tres longitudinales y cinco transversales. Para elaborar estos cortes se procede a obtener el tope, el contacto agua petróleo y el fondo de la formación a partir de la superficie del nivel del mar (ta

bla N<sup>o</sup> 3) luego se procede a unir los topes correspondientes a los pozos que componen el corte, así tenemos la forma geométrica del yacimiento en la sección correspondiente al corte estructural. Los cortes estructurales han sido elaborados a una escala horizontal y a una escala vertical. Fig. 12 a Fig. 19.

## 2.9. CALCULO DE LOS PARAMETROS A UTILIZARSE

Los parámetros utilizados en el cálculo del volumen de petróleo en lugar son como se ha visto anteriormente la porosidad ( $\beta$ ) y la saturación de agua ( $S_w$ ). Estas propiedades han sido obtenidas de los registros de pozos. La porosidad ha sido proporcionada por los registros sísmico y de densidad para diferentes intervalos del yacimiento por los que atraviesa el pozo, luego se ha calculado una porosidad promedio para el pozo. Las tablas 4 a 19 muestran los valores de porosidad y saturación de agua para cada intervalo y los valores promedios para cada pozo, y la tabla 20 muestra el cómputo de los valores promedio de dichas propiedades para el yacimiento.

Obtenida la porosidad para los diferentes intervalos

se procede a calcular el factor de Formación F por medio de la relación:  $F = \frac{0.62}{\rho^{2.15}}$  (fórmula de Humble para areniscas).

Antes de obtener la saturación de agua, obtenemos primero la resistividad de la formación  $R_t$ , la que nos proporciona el registro de inducción; luego calculamos la resistividad de agua aparente  $R_{wa}$ , con la relación  $R_{wa} = \frac{R_t}{F}$  el valor de  $R_w$  se considera al menor valor de  $R_{wa}$  obtenido en cada pozo, luego se computa en valor de  $R_w$  promedio para el yacimiento, tabla 20, el que es utilizado para calcular la saturación de agua para cada intervalo aplicando la fórmula de Archie:  $S_w = \frac{FR_w}{R_t}$  tablas 4 al 18. Luego se calcula un valor de saturación de agua promedio para cada pozo y finalmente la saturación de agua promedio para el yacimiento, tabla 19 y 20.

## 2.10. CALCULO DEL VOLUMEN DE PETROLEO ORIGINAL EN EL YACIMIENTO (Método de Isópacas).

En el cálculo del volumen de roca petrolífera se ha empleado el método de Isópacas (numeral 1.2.a.), para lo cual se ha elaborado un mapa de isópacas (espesores netos productivos) Fig. N°10, luego se ha procedido a determi-

nar con el planímetro el área encerrada en las líneas isópacas del mapa comenzando por la línea isópaca cero, correspondiente al límite del yacimiento, una vez determinadas estas áreas se procede a obtener el área del yacimiento, tabla 21, aplicando el factor de conversión correspondiente (Apéndice 4).

Para obtener el volumen de roca petrolífera se ha elaborado la gráfica Area del Yacimiento vs Isópacas (Espesores netos productivos) Fig. 8, con los datos de la tabla 21, el área bajo esta curva representa el volumen de roca petrolífera. El volumen de roca VR calculado es de 654500 Acre-Pie, el cual conjuntamente con los valores promedio de la porosidad  $\bar{\phi}$  y saturación de agua ( $S_w$ ) calculados (tabla 20), así como con el factor volumétrico inicial de petróleo  $B_{oi}$  (dato) y mediante la utilización de la fórmula (A - 1); se ha determinado un valor de: 448'424.316,00 Bbls a condiciones normales (60°F y 14.7 lpc) para el volumen de petróleo original almacenado en el yacimiento (Apéndice N° 5).

## C A P I T U L O    I I I

### CONCLUSIONES

#### 3.1. Volumen de petróleo original en el Yacimiento.-

El volumen de petróleo original en el yacimiento calculado por el método de Isópacas (método volumétrico) como lo indica el numeral 2.10 en el yacimiento Oriente es de - 448'424.316,00 Bbls a condiciones normales (60°F y 14.7 lpc).

#### 3.2. Tipo de energía de Producción en el Yacimiento.-

Se concluye que el tipo de energía de producción del yacimiento Oriente es por empuje hidráulico activo (empuje de agua) por las siguientes razones:

3.2.a. El Yacimiento es una arenisca cuarzosa con buenas características de continuidad, permeabilidad (Análisis de núcleos) y porosidad.

$$(K = \pm 150 \text{ md}, \beta = 14\%)$$

3.2.b. Contacto de agua-petróleo bien definido. (Dato de perforación, registros).

3.2.c. Cercanía a la zona de afloramiento de la formación

---



petrolífera que sería la zona de recarga. Se supone que el afloramiento de la formación petrolífera está en el curso superior del río Coca a unos 30 kilómetros al occidente del yacimiento. (Acuífero activo).

3.2.d. La presión se mantiene casi constante al igual que la tasa de producción.

### 3.3. Factor de recuperación.-

Estudiadas las características de roca y del yacimiento - en el numeral 3.2. y teniendo una saturación de agua promedio del yacimiento de 29.1% relativamente baja estimamos un factor de recuperación de 0.4 para recuperación primaria, (debido a falta de información no se ha podido calcular el factor de recobro por lo que se ha estimado en 0.4 tomando en cuenta el tipo de empuje del yacimiento), que puede ser mayor o menor de acuerdo con las tasas de producción del campo que tienen un considerable efecto sobre la recuperación. La recuperación es máxima si se tiene una tasa óptima de producción del campo, si la producción aumenta sobre esta tasa óptima el porcentaje de recuperación disminuye. (1).

---

3.4. Siendo el factor de recuperación FR estimado de 0.4 el vo  
lumen de petróleo recuperable sería =  $N \times FR$

Volumen de petróleo recuperable =  $448'424.316 \times 0.4$

Volumen de petróleo recuperable =  $179'369.726$  BCN

## C A P I T U L O      I V

### RECOMENDACIONES

Una vez finalizado el cálculo volumétrico de reservas del yacimiento Oriente se recomienda:

- 4.1. Calcular el petróleo recuperable del yacimiento por el método de Balance de materiales y hacer un estudio de la predicción del comportamiento del yacimiento, para un yacimiento no saturado cuya energía de producción es el empuje hidrostático.
- 4.2. Realizar un estudio sobre la tasa óptima de producción para el yacimiento, con la cual se obtenga una máxima recuperación y al mismo tiempo se evite daños en el yacimiento, tales como interdigitación y conificación de agua, los que pueden producirse al tener tasas elevadas de producción.
- 4.3. Realizar un estudio de hidrodinamismo (flujo hidrodinámico o artesiano) a base de mapeo de resistividad y salinidad de agua y detectar líneas de flujo hidrodinámico en el Oriente Ecuatoriano.
- 4.4. Efectuar un estudio sobre problemas de Conificación de agua.

## C A P I T U L O    V

### NOMENCLATURA, FIGURAS, TABLAS, BIBLIOGRAFIA Y

#### APENDICE

##### 5.1. NOMENCLATURA

<u>Símbolo</u>	<u>Descripción</u>	<u>Unidades</u>
a	Constante empírica	
A	Area del Yacimiento	Acres
Bo	Factor volumétrico de petróleo	BY/BN
BN	Barriles de petróleo a condiciones normales	Bbl
BY	Barriles de petróleo a condiciones de Yacimiento	Bbl
Boi	Factor volumétrico de petróleo inicial	BY/BN
d	Diámetro de los granos	
F	Factor de formación	
h	Espesor neto de arena productiva	pies
H	Espesor total (bruto) de arena	pies
k	Permeabilidad	mds.
MC	Saturación de Petróleo movible	Fracción
N	Volumen de petróleo inicial en el yacimiento	BN
m	Factor de cementación	

<u>Símbolo</u>	<u>Descripción</u>	<u>Unidades</u>
p	Presión	lpc (lbs/pulg <sup>2</sup> )
Pi	Presión inicial del yacimiento	lpc
Ps	Presión de saturación del yacimiento	lpc
Rmf	Resistividad del filtrado de lodo	ohmios-mt.
Ro	Resistividad de la formación 100% saturada de agua salada	ohmios-mt.
Rt	Resistividad verdadera de la formación	ohmios-mt.
Rxo	Resistividad de la zona lavada	ohmios-mt.
Rw	Resistividad del agua de formación	ohmios-mt.
R <sup>OS</sup>	Saturación de petróleo residual	Fracción
So	Saturación de petróleo	Fracción
Sw	Saturación de agua de formación	Fracción
Sxo	Saturación de la zona lavada	Fracción
Sh	Encogimiento	BN/BY
	Viscosidad	cps.
V	Volumen	cc
V <sub>1</sub>	Volumen inicial	cc
V <sub>2</sub>	Volumen final	cc

<u>Símbolo</u>	<u>Descripción</u>	<u>Unidades</u>
Vg	Volumen de los granos del núcleo	cc
Vt	Volumen total del núcleo	cc
Vv	Volumen de vacíos del núcleo	cc
VR	Volumen de roca neta productiva	Acres-Pie
Vp	Volumen poroso	cc
Vo	Volumen de petróleo	cc
Vw	Volumen de agua	cc
$\phi$	Porosidad	Fracción
$\Delta t$	Tiempo de tránsito	useg./pie
$\Delta t$ reg.	Tiempo de tránsito del registro sónico.	useg/pie
$\Delta t$ f	Tiempo de tránsito del sonido en los fluidos	useg./pie
$\Delta t_{ma}$	Tiempo de tránsito del sonido en la matriz de la roca	useg/pie
$\rho_b$	Densidad de la formación leída en el registro de densidad	Gr/cc
$\rho_f$	Densidad de los fluidos	Gr/cc
$\rho_{ma}$	Densidad de la matriz	Gr/cc

## 5.2. LISTA DE FIGURAS

<u>FIGURA N<sup>o</sup></u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>PAGINA</u>
1	Gráfica de Isópacas (espesores netos) vs area del plano, para determinar el volumen de roca impregnada de petróleo.	72
2	Gráfica de profundidad vs áreas (encerradas en las líneas estructurales de cimas y bases) para calcular el volumen bruto de roca petrolífera.	73
3a	Esquema del porosímetro de Ruska	74
3b	Esquema del porosímetro de Boyle	
4	Variación del factor volumétrico de petróleo $B_o$ con la presión	75
5	Diferencia de los valores de $B_o$ obtenidos por los métodos de liberación instantánea y de liberación diferencial.	76
6a	Empaquetamiento cúbico de los granos	77
6b	Empaquetamiento exagonal de los granos	
6c	Cara del paralelepípedo formado en el empaquetamiento exagonal de los granos	
7	Columna estratigráfica del yacimiento G-riente.	78

<u>FIGURA N<sup>o</sup></u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>PAGINA</u>
8	Gráfica de espesores netos productivos contra área del yacimiento (Bajo las líneas isópacas) para obtener el volumen de roca neta petrolífera.	79
9	Tectonic Sketchmap of the Oriente Basin <sup>14</sup>	80
10	Mapa de Isópacas (espesores netos productivos) del Yacimiento Oriente.	81
11	Mapa estructural (tope de la formación productiva) del Yacimiento Oriente.	82
12	Corte estructural A-B del Yacimiento C - riente.	83
13	Corte estructural C-D del Yacimiento C - riente.	84
14	Corte estructural E-F del Yacimiento C - riente.	85
15	Corte estructural G-H del Yacimiento C - riente.	86
16	Corte estructural I-J del Yacimiento C - riente.	87
17	Corte estructural K-I del Yacimiento C - riente.	88
18	Corte estructural M-N del Yacimiento C - riente.	89



<u>FIGURA N°</u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>PAGINA</u>
19	Corte estructural O-P del Yacimiento Oriente	90

### 5.3. LISTA DE TABLAS

<u>TABLA N°</u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>PAGINA</u>
1	Valores de la velocidad del sonido con sus tiempos de tránsito respectivos para diferentes fluidos y matrices de roca.	91
2	Valores de densidad para diferentes - fluidos y matrices de roca	92
3	Profundidades del tope y fondo de la formación y del contacto agua-petróleo	93
4	Valores de Porosidad y saturación de agua del pozo 0-1 del yacimiento Oriente,	94
5	Valores de porosidad y saturación de agua del pozo 0-2 del Yacimiento Oriente.	95
6	Valores de porosidad y saturación de agua del pozo 0-3 del Yacimiento Oriente.	96

---

<u>TABLA N<sup>2</sup></u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>PAGINA</u>
7	Valores de porosidad y saturación de agua del pozo 0-4 del Yacimiento Oriente.	97
8	Valores de porosidad y saturación de agua del pozo 0-5 del Yacimiento Oriente.	98
9	Valores de porosidad y saturación de agua del pozo 0-6 del Yacimiento Oriente.	99
10	Valores de porosidad y saturación de agua del pozo 0-7 del Yacimiento Oriente.	100
11	Valores de porosidad y saturación de agua del pozo 0-8 del Yacimiento Oriente.	101
12	Valores de porosidad y saturación de agua del pozo 0-9 del Yacimiento Oriente.	102
13	Valores de porosidad y saturación de agua del pozo 0-10 del Yacimiento Oriente.	103

<u>TABLA N°</u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>PAGINA</u>
14	Valores de porosidad y saturación de agua del pozo 0-11 del Yacimiento Oriente.	104
15	Valores de porosidad y saturación de agua del pozo 0-12 del Yacimiento Oriente.	105
16	Valores de porosidad y saturación de agua del pozo 0-13 del Yacimiento Oriente.	106
17	Valores de porosidad y saturación de agua del pozo 0-14 del Yacimiento Oriente.	107
18	Valores de porosidad y saturación de agua del pozo 0-15 del Yacimiento Oriente.	108
19	Porosidad y saturación promedio de los pozos del Yacimiento Oriente.	109
20	Valores promedio de la porosidad y de la resistividad y saturación del agua del Yacimiento Oriente.	110

<u>TABLA N°</u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>PAGINA</u>
21	Area bajo las líneas Isópacas (espe- sores netos productivos) del plano - (Medidas con planímetro) y del Yaci- miento.	111

## 5.4. BIBLIOGRAFIA

1. S.J. Pirson "Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos"  
Pags. 45-47, 50-51, 64, 289-293, 482-484, 492-495.
  2. B.C. Craft y M. F. Hawking Jr. "Ingeniería Aplicada  
de Yacimientos Petrolíferos". Págs. 47, 139, 144,  
145, 225-226.
  3. E. T. Guerrero "Practical Reservoir Engineering" Pags.  
59-61.
  4. Ramiro Pérez Palacio "Ingeniería de Yacimientos de  
Petróleo" Págs. XIII, 1
  5. M. Muskat "Physical Principles of Oil Production" Pags.  
5-8!
  6. Schlumberger "Introduction to Schlumberger Well Logging"  
Document N° 8. Págs. 6-7
  7. Schlumberger "Fundamentos de la interpretación de per-  
files" Documento. Págs. 1-6, 9, 41-43, 47, 50-51, 95-96,  
71, 116-117.
  8. L. A. Puzin; Schlumberger Surencó S.A. "Qué es Perfilaje  
de Pozos"? Reproducción de artículos de "Petróleo Inter  
Americano" de Junio a Diciembre de 1962. Pags. 14-15,17-  
19.
-

9. L.L. Raymer y H.A. Salich; Schlumberger Sureenco S.A. Caracas, Venezuela "Evaluación de Formaciones: Contribución de Mediciones hechas con perfiles en la zona invadida por filtrado de lodo". Pags. 1-4.
10. J. Guillerot "Geología del Petróleo" Pags. 251-253, 255.
11. K. Landes "Geología del Petróleo" Pags. 229-230
12. Emil J. Burcik "Properties of Petroleum Reservoir Fluids" Pags. 110-113.
13. L. Villao "Cálculo de Reservas y Predicción del Comportamiento Primario de Yacimientos Bajo saturados de aceite sin entrada de agua". Tesis de grado ESPOL. Pags. 6-10.
14. C.J. Cambell "Guide to the Napo Area, Eastern Ecuador - with Notes on the Regional Geology of the Oriente Basin" Págs. 7-9.
15. Servicio Nacional de Geología y Minería e Instituto Francés del Petróleo "Estudio preliminar sobre los principales problemas Geológicos concernientes a la exploración petrolífera del Oriente Ecuatoriano" no editado.

## 5.5. LISTA DE APENDICES

<u>APENDICE</u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>PAGINA</u>
1	Derivación de la fórmula para calcular el volumen de petróleo original en sitio.	112
2	Determinación de la porosidad para las diferentes clases de empaquetamientos de los granos de la formación.	113
3	Demostración de la aplicación de la Ley de Boyle de los gases al porosímetro de Boyle.	116
4	Factores de conversión para transformar $\text{cm}^2$ del plano en acres del Yacimiento.	118
5	Determinación del volumen de Petróleo en sitio.	119

# **SECCION FIGURAS**



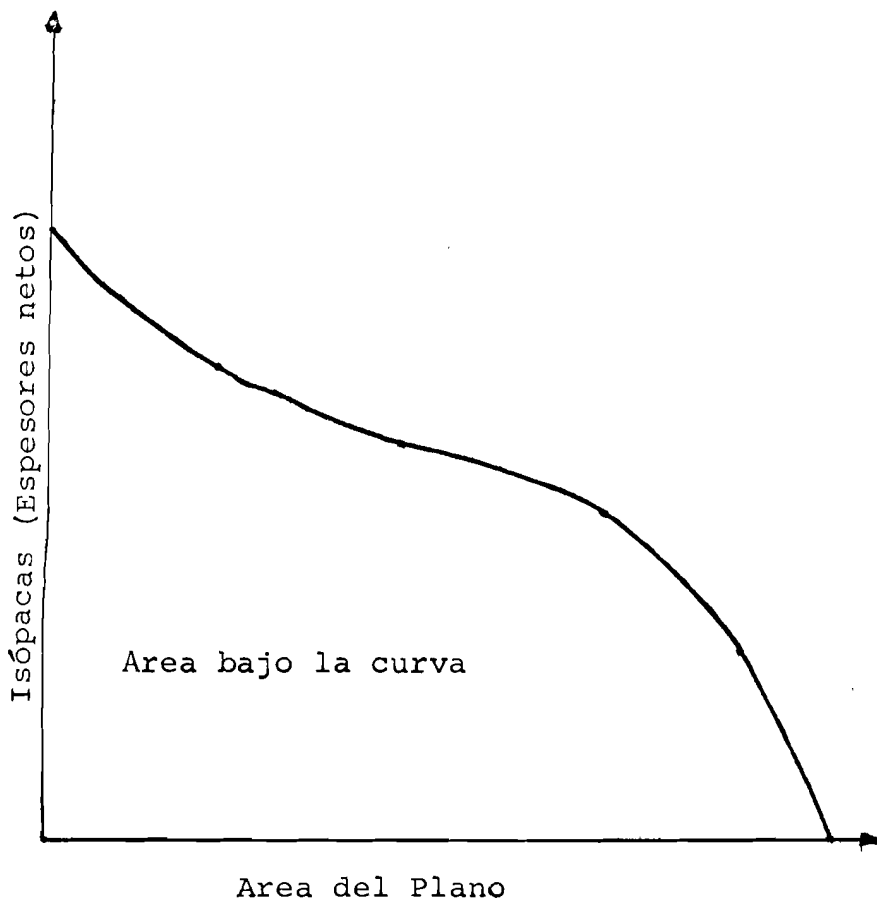


Fig. 1. Gráfica de Isópacas (Espesores netos) vs. Area del plano para determinar el volumen de roca - impregnada de Petróleo.

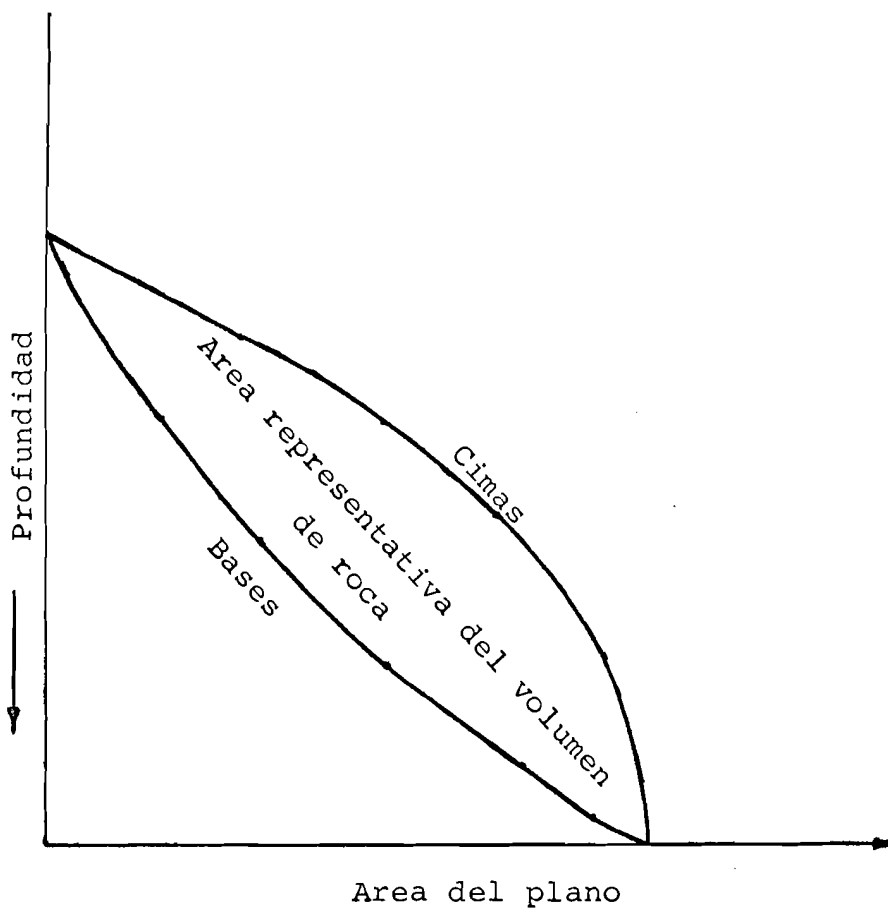


Fig. 2. Gráfico de profundidad vs. Areas (Encerradas en las líneas estructurales de cimas y bases) Para calcular el volumen bruto de roca Petrolífera.

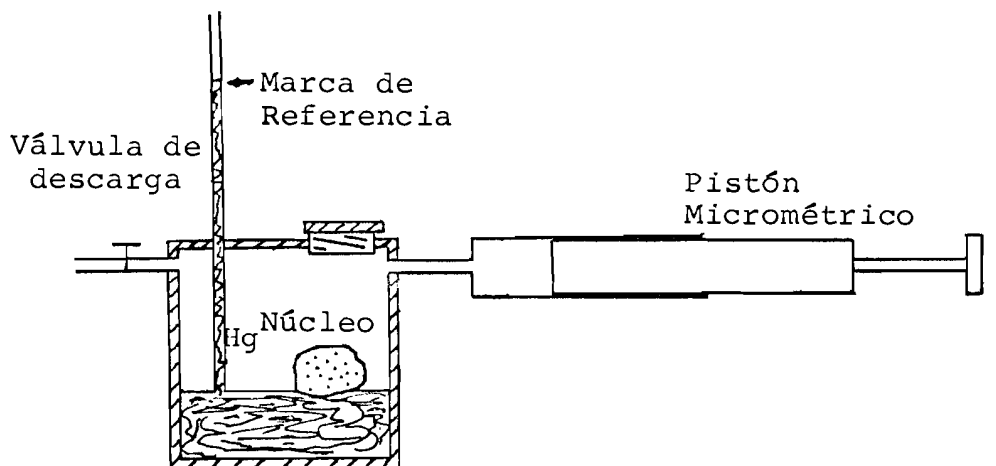


Fig. 3-a. Esquema de Porosímetro de Ruska

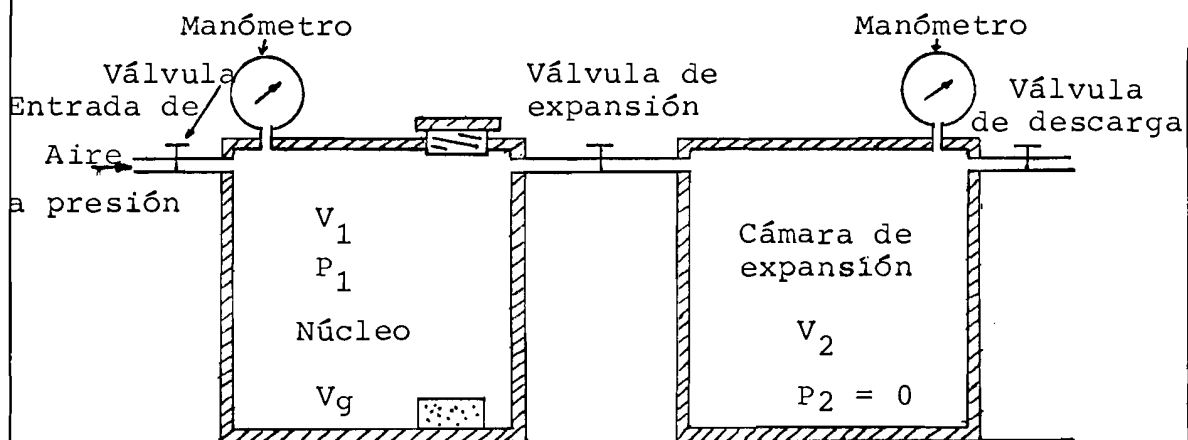


Fig. 3-b. Esquema de porosímetro de Boyle

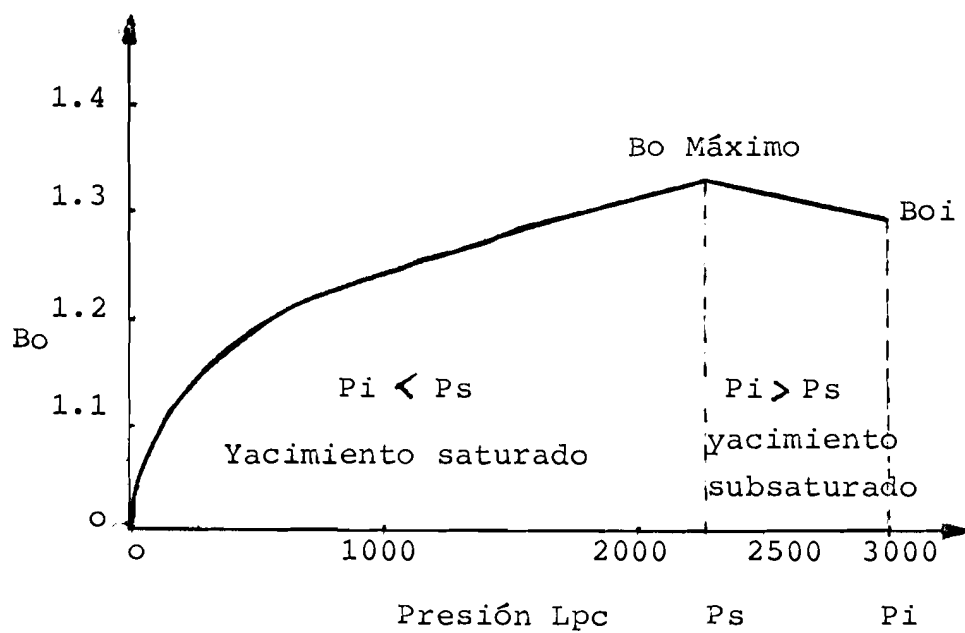


Fig. 4. Variación del factor volumétrico de petróleo  $B_o$  con la presión

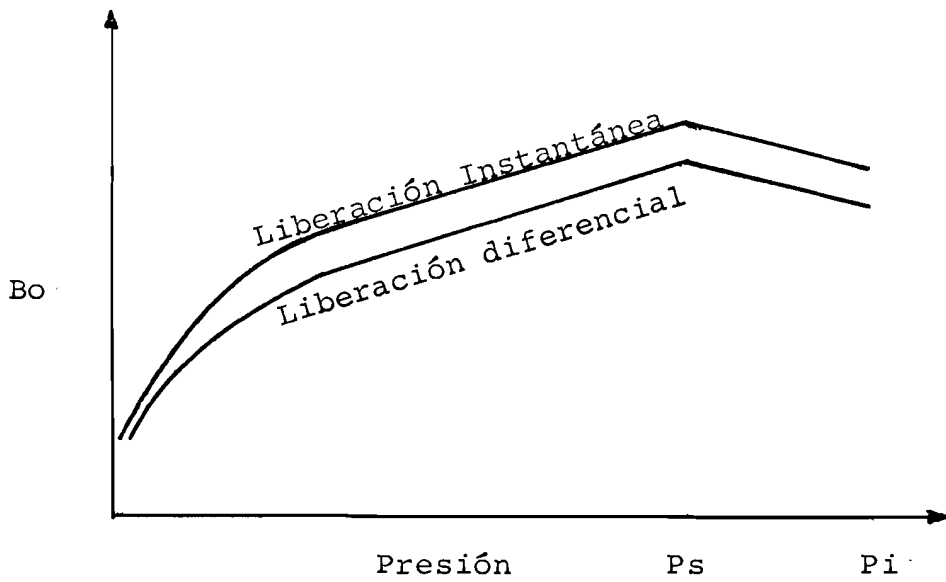


Fig. 5. Diferencia de los valores de  $B_o$  obtenidos por los métodos de liberación instantánea y de liberación diferencial.

## FIG. 6. TIPOS DE EMPAQUETAMIENTOS

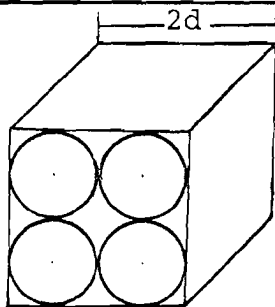


Fig. 6-a. Empaquetamiento cúbico

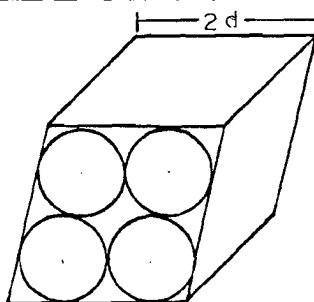


Fig. 6-b. Empaquetamiento exagonal

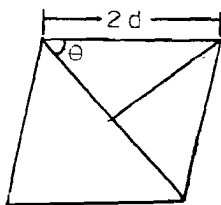


Fig. 6-c. Cara del paralelepípedo en el empaquetamiento Exagonal

E R A	PERIODO	EPOCA	FORMACION	LITOLOGIA	PROFUNDID.
M E S O Z O I C O	CRETACEO MEDIO	ALBENSE	N A P O	CALIZAS ARENAS Y LUTITAS	? ?
	CRETACEO INFERIOR	APTENSE - ALBENSE INFERIOR	H O L L I N	LUTITA ARENOSA	9934
				ARENA LUTITICA	9946
				LUTITA	9956
				LUTITA	9965
				ARENA LUTITICA	9990
				LUTITA ARENOSA	10016
				ARENA LUTITICA	10116
				ARENA	10214
	JURASICO		CHAPIZA	ARENAS ROJAS Y LUTITAS LAMINADAS	? ?

FIG. 7.- COLUMNA ESTRATIGRAFICA  
DEL YACIMIENTO ORIENTE

FIG. 8.- GRAFICO DE ESPESORES NETOS PRODUCTIVOS CONTRA AREA DEL YACIMIENTO PARA OBTENER EL VOLUMEN DE ROCAS PETROLIFERAS

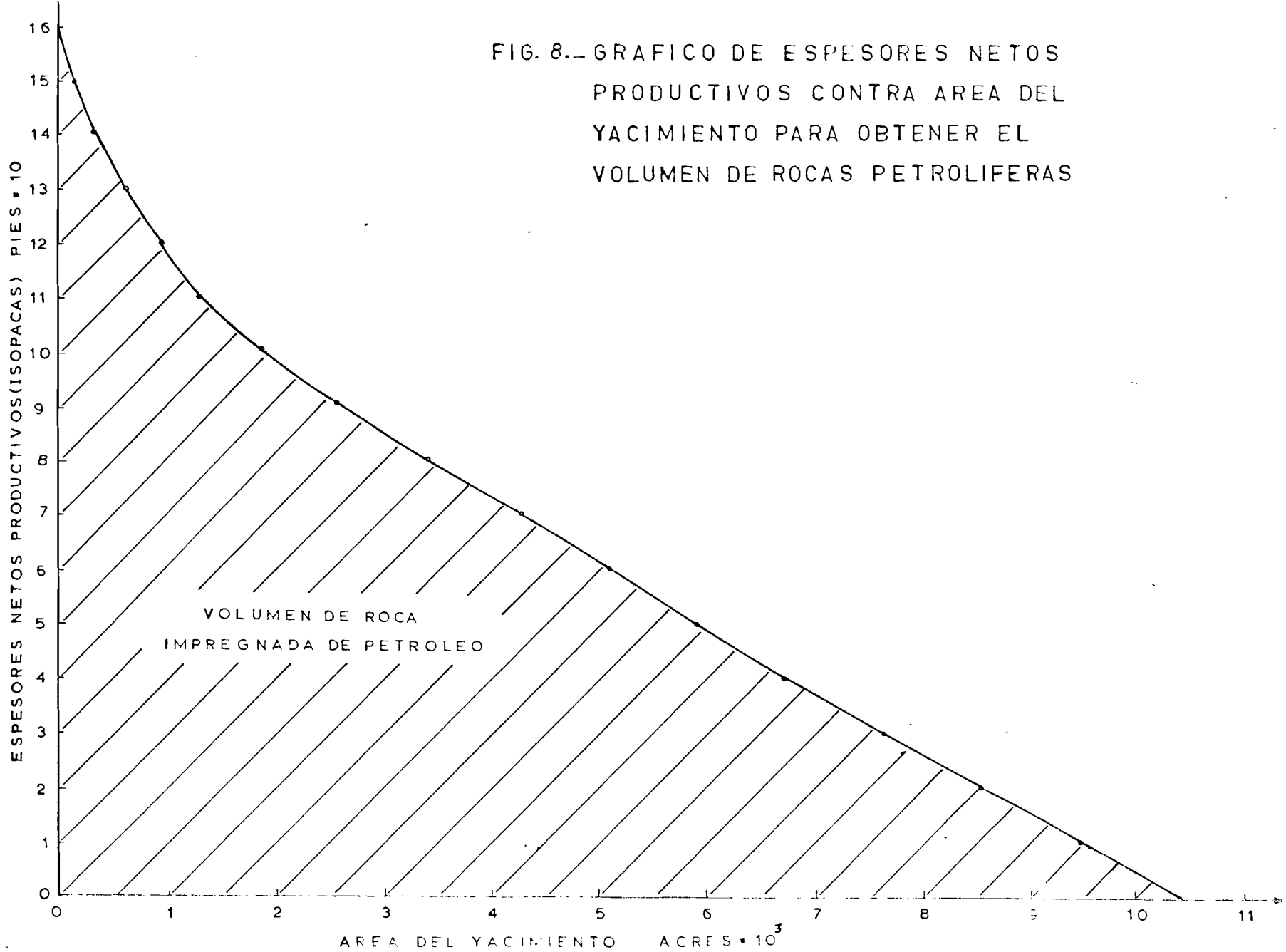




FIG. N99

**TECTONIC SKETCH MAP OF THE ORIENTE BASIN**

**WESTERN ANDES**

Sierrita Occidental of Ecuador & Colombia,  
Andaya Mts & W Andes of Peru

**CENTRAL ANDES**

Sierrita Central of Colombia, Cordillera Real of Ecuador,  
C Andes of Peru

**EASTERN ANDES**

Sierrita Masif of Colombia

**INDIAN FOOTHILLS BELT**

Sierrita Napo uplift, Cotacachi Range  
and parts of Cordillera Oriental of Peru

**FAULT LINES**



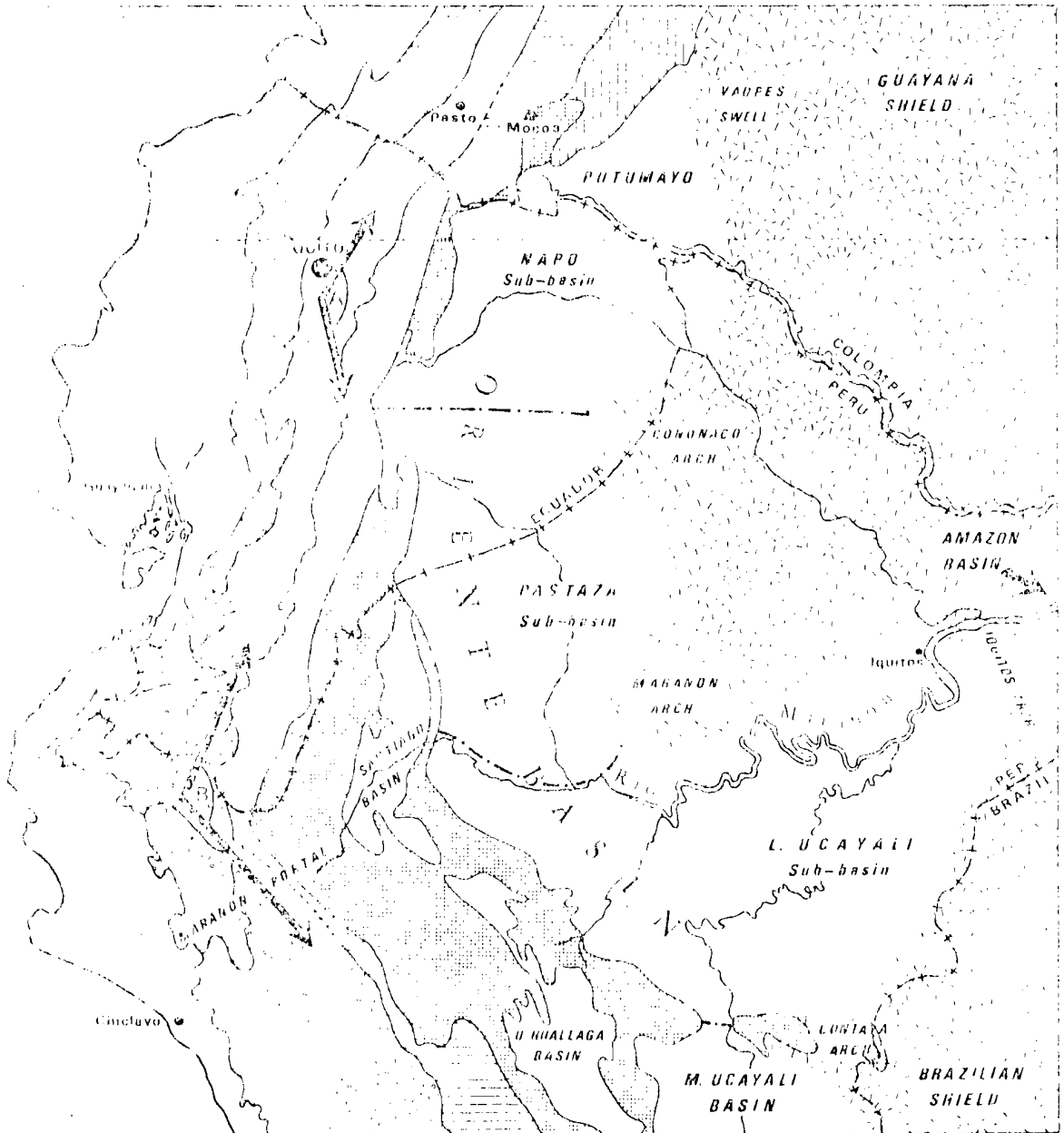
**Orogenic Deflections**

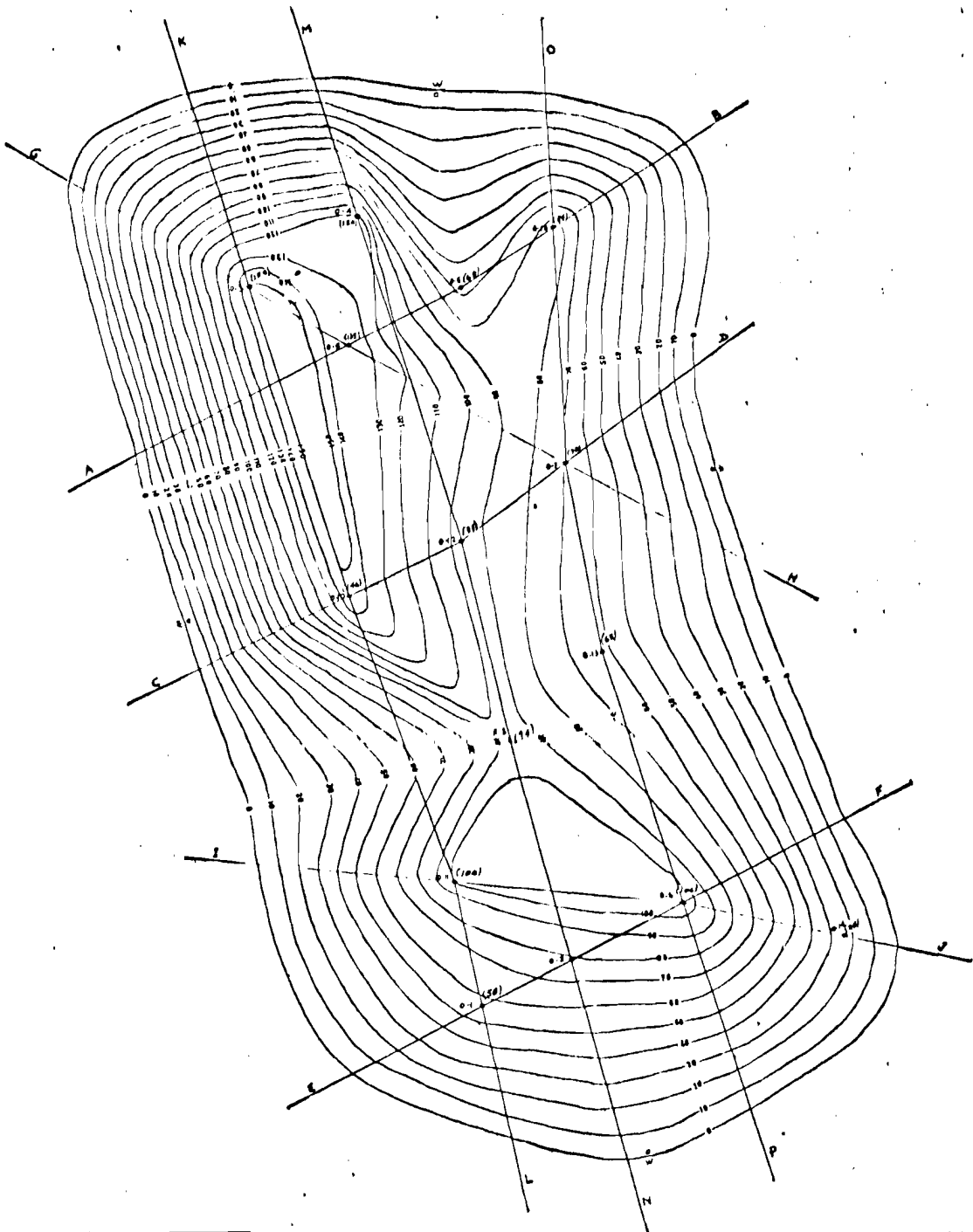
(A) Quito-Huabamba

(B) Huancabamba

--- boundary between Sub-basins

-+ frontines





**LEYENDA**

- LINEA PRODUCTIVO
- LINEA ISOPACA
- LINEA METRO PRODUCTIVO
- LINEA METRO PRODUCTIVO
- LINEA DE COME ESTRUCTURAL
- ESCALA 0 200 400 600 800 1000

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA  
DEL LITORAL

**MAPA DE ISOPACAS**  
(ESPAESORES NEIUS PRODUCTIVOS)

YACIMIENTO ORIENTE

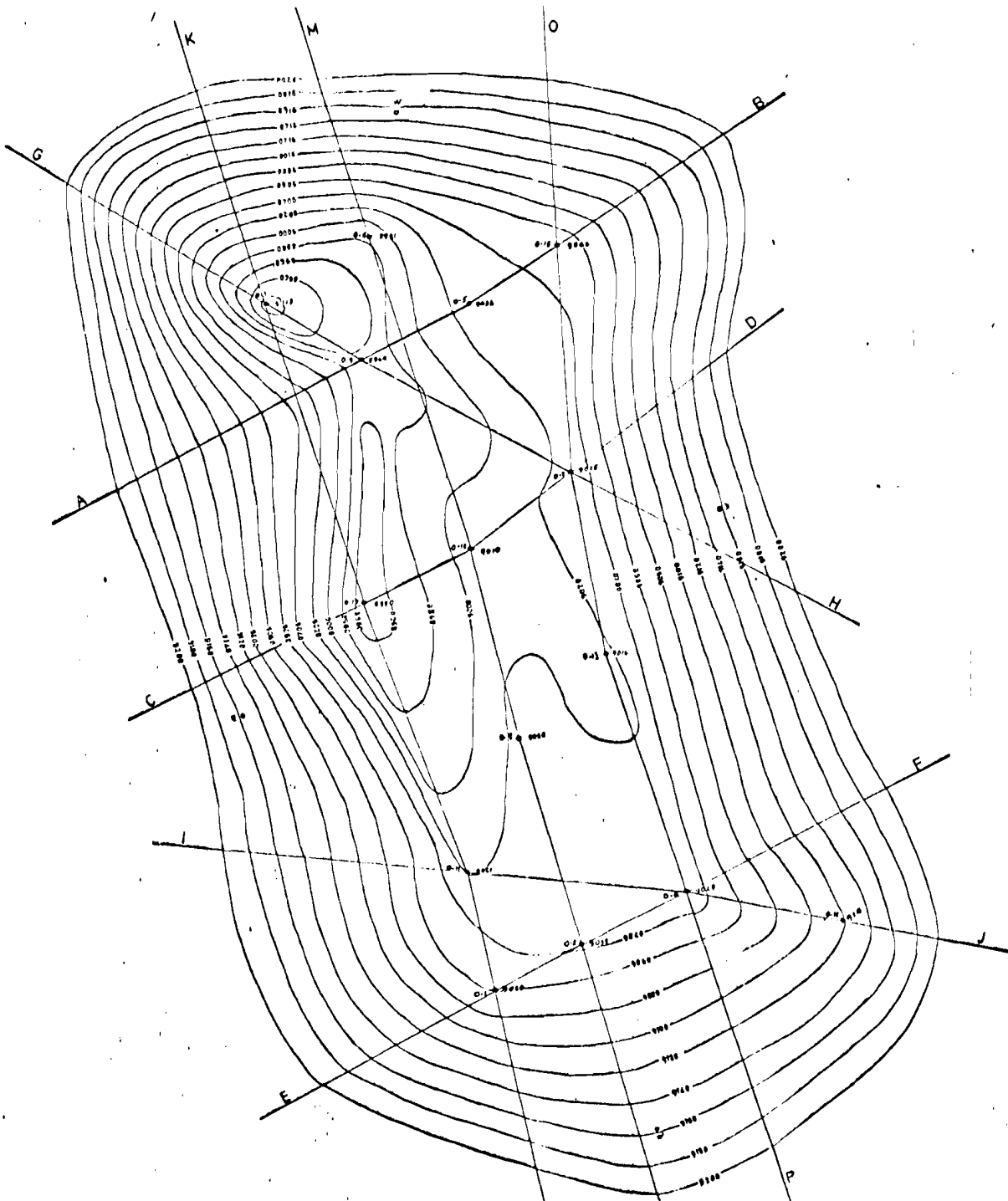
FORMACION HOLLIN

FECHA: 25-IX-73

ESCALA 1:25000

ELABORADO POR: GALO AREVALO M.

FIG. N° 10



**LEYENDA**

- O-10 POZO PRODUCTIVO
- 9000 — LINEA ESTRUCTURAL
- 8900 TOPO DE LA FORMACION
- ☐ CONTACTO AGUA-POZALDO
- A-B LINEA DE CORTE ESTRUCTURAL
- ESCALA GRAFICA 0 200 400 600 800 1000

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

MAPA ESTRUCTURAL (TOPO HOLLIN)

YACIMIENTO ORIENTE	FORMACION HOLLIN
--------------------	------------------

FECHA: 27-IX-73	ESCALA 1:25000
-----------------	----------------

ELABORADO POR GALO AREVALO M. FIG. N.º 91

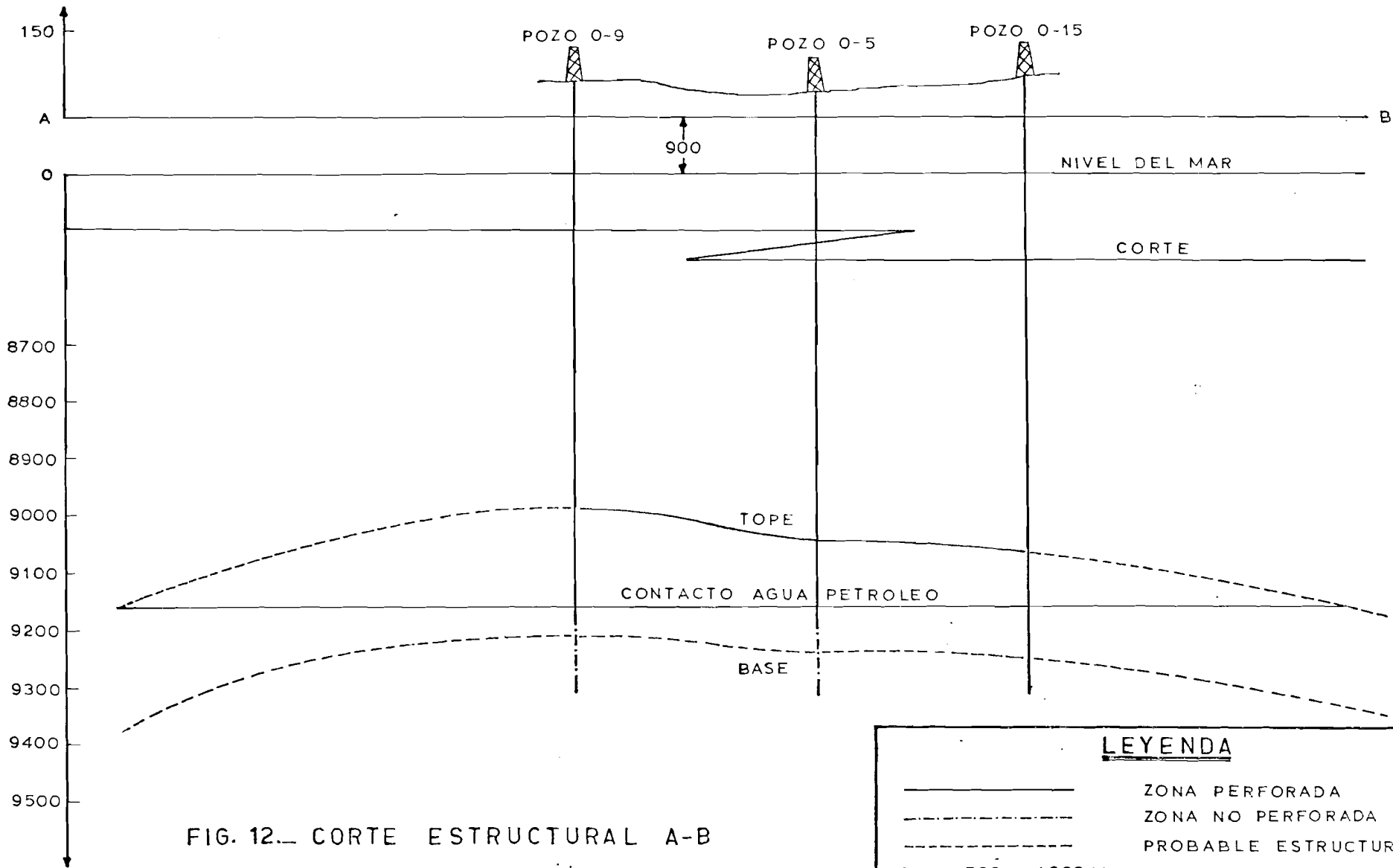


FIG. 12. CORTE ESTRUCTURAL A-B  
DEL YACIMIENTO ORIENTE

**LEYENDA**

	ZONA PERFORADA
	ZONA NO PERFORADA
	PROBABLE ESTRUCTURA
	ESCALA HORIZONTAL
	ESCALA VERTICAL

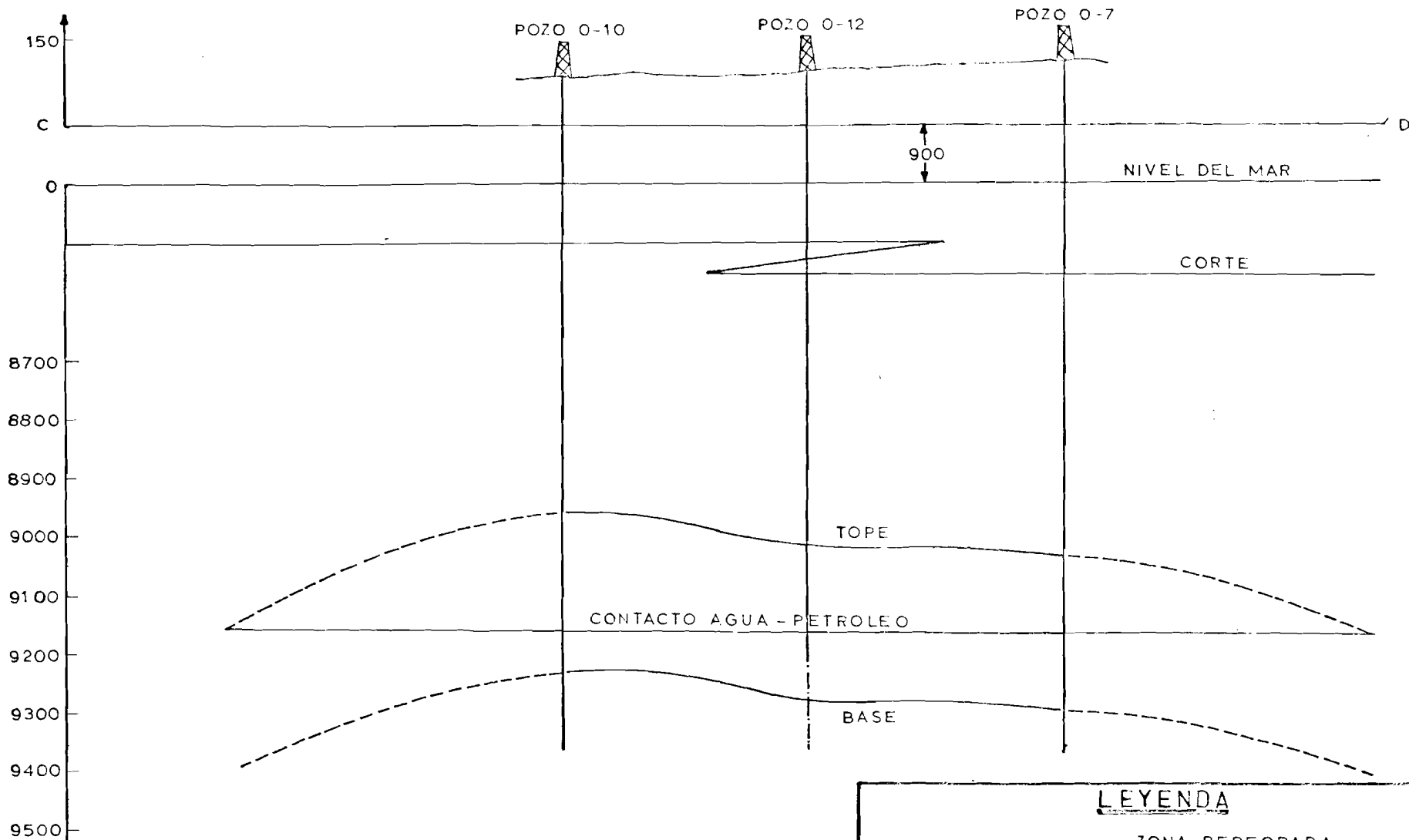


FIG. 13.- CORTE ESTRUCTURAL C-D  
DEL YACIMIENTO ORIENTE

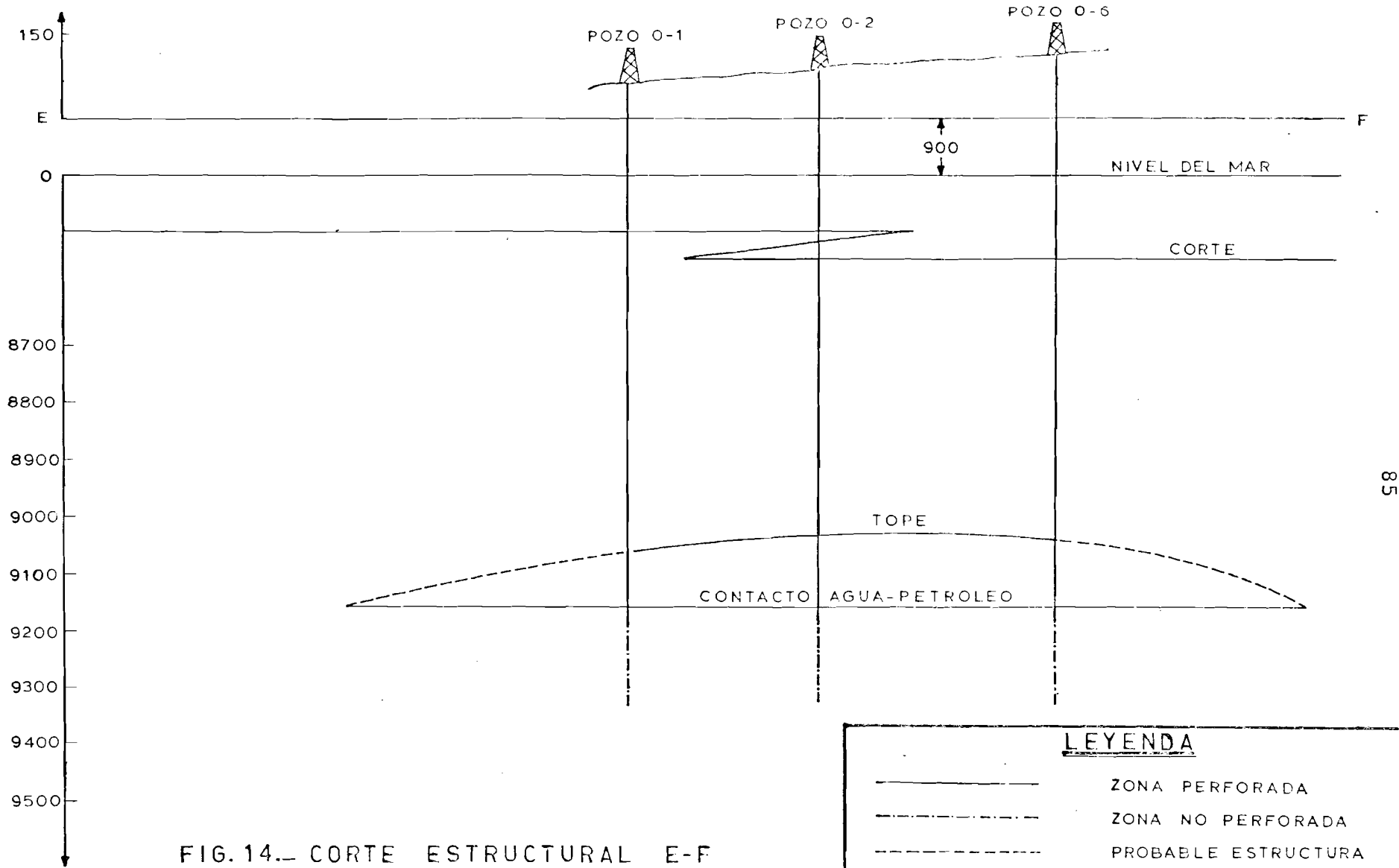


FIG.14.- CORTE ESTRUCTURAL E-F  
DEL YACIMIENTO ORIENTE

LEYENDA	
	ZONA PERFORADA
	ZONA NO PERFORADA
	PROBABLE ESTRUCTURA
	ESCALA HORIZONTAL
	ESCALA VERTICAL

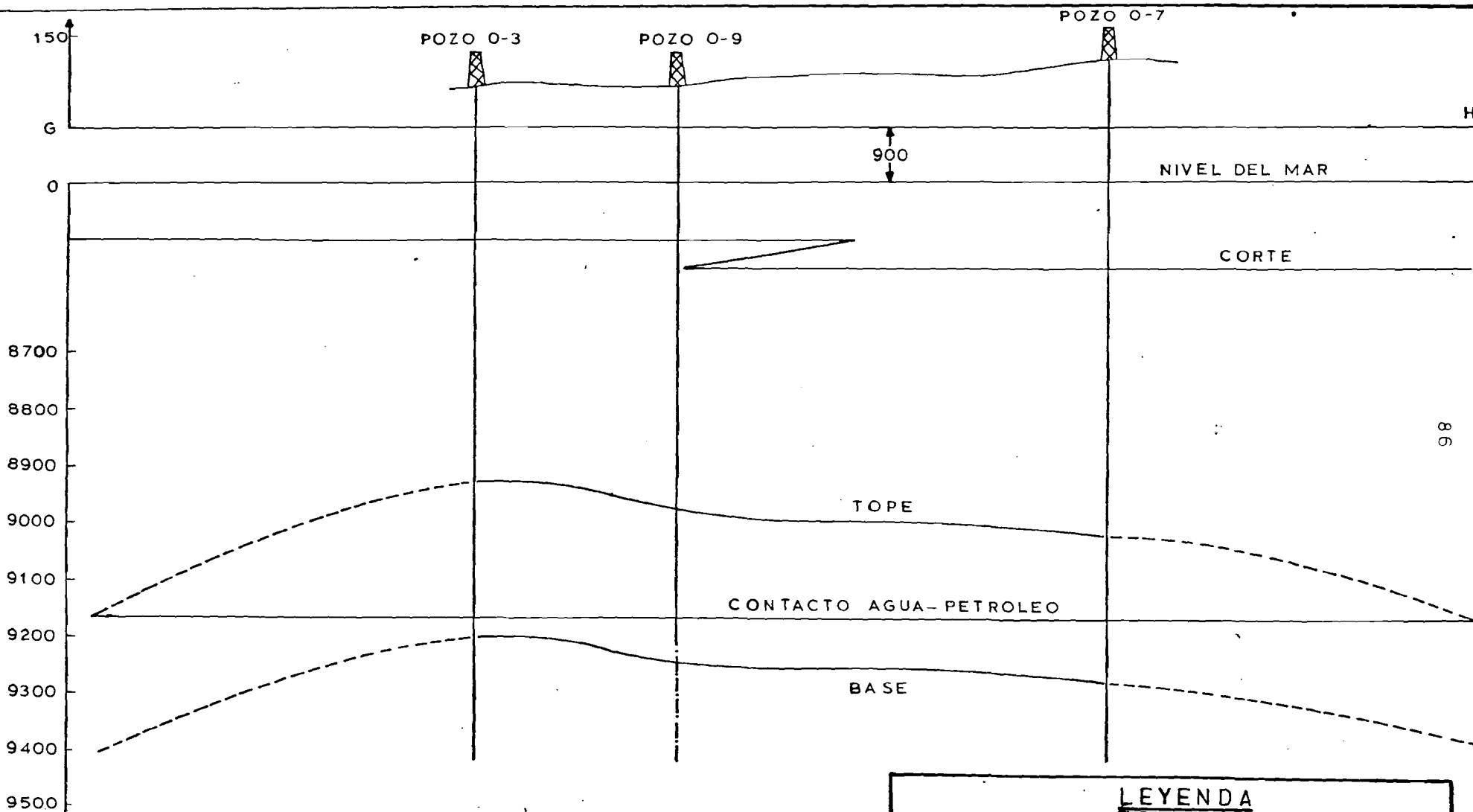


FIG. 15.- CORTE ESTRUCTURAL G-H DEL YACIMIENTO ORIENTE

**LEYENDA**

—————	ZONA PERFORADA
- - - - -	ZONA NO PERFORADA
- - - - -	PROBABLE ESTRUCTURA
270 0 270 540 M.	ESCALA HORIZONTAL
100 0 100 200 Piz.	ESCALA VERTICAL

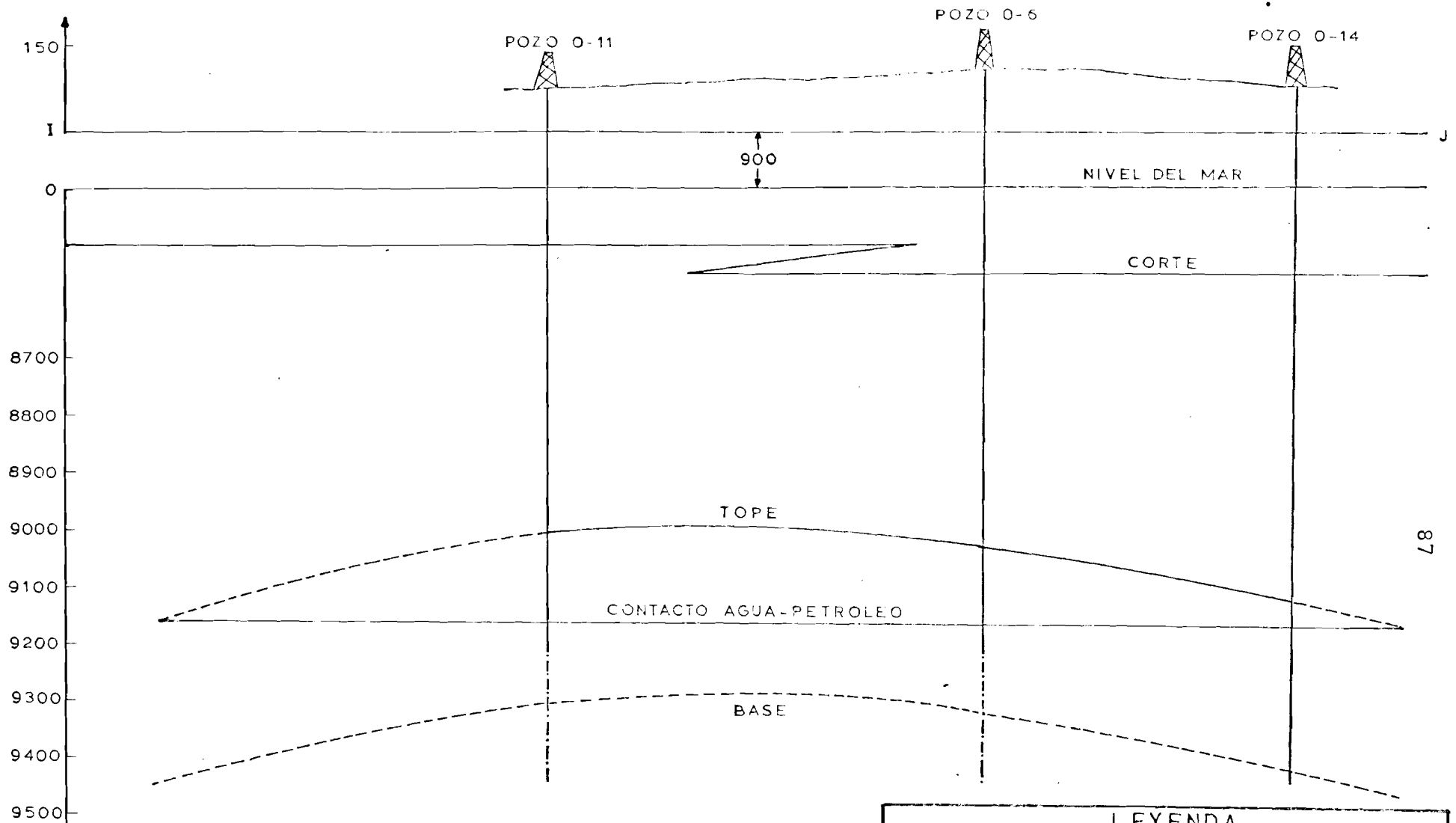


FIG. 16.- CORTE ESTRUCTURAL I-J  
DEL YACIMIENTO ORIENTE

**LEYENDA**

	ZONA PERFORADA
	ZONA NO PERFORADA
	PROBABLE ESTRUCTURA
	ESCALA HORIZONTAL
	ESCALA VERTICAL



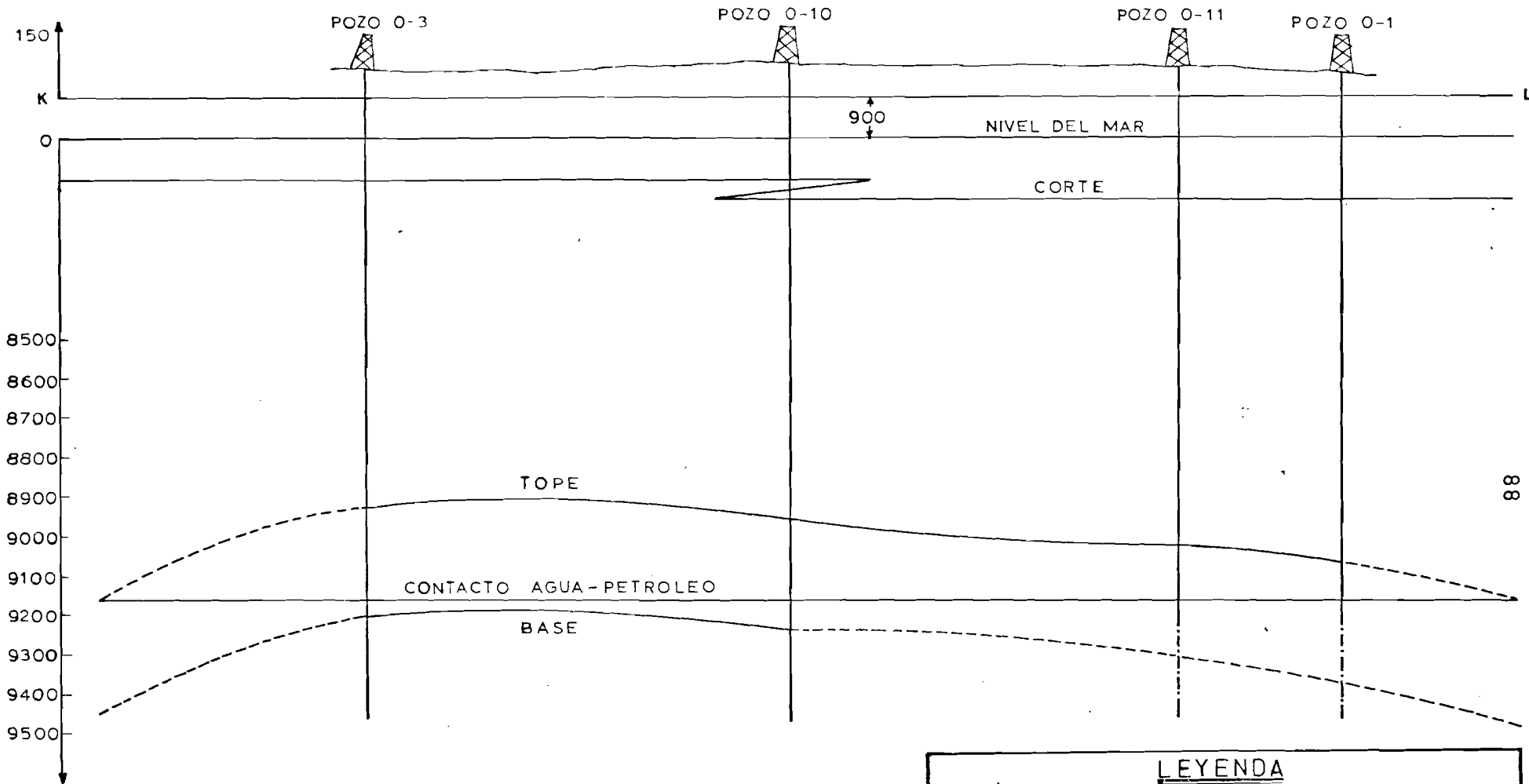
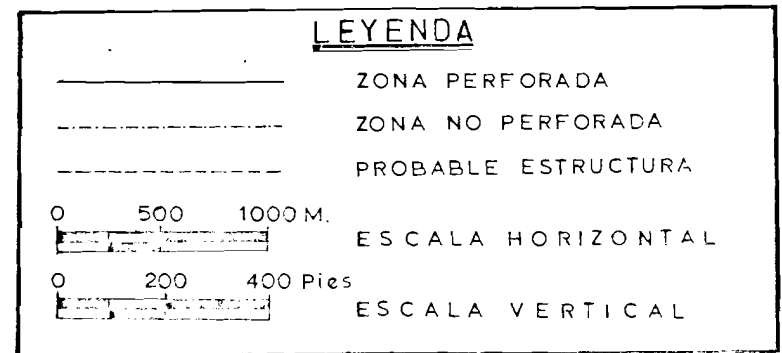


FIG. 17.- CORTE ESTRUCTURAL K-L  
DEL YACIMIENTO ORIENTE



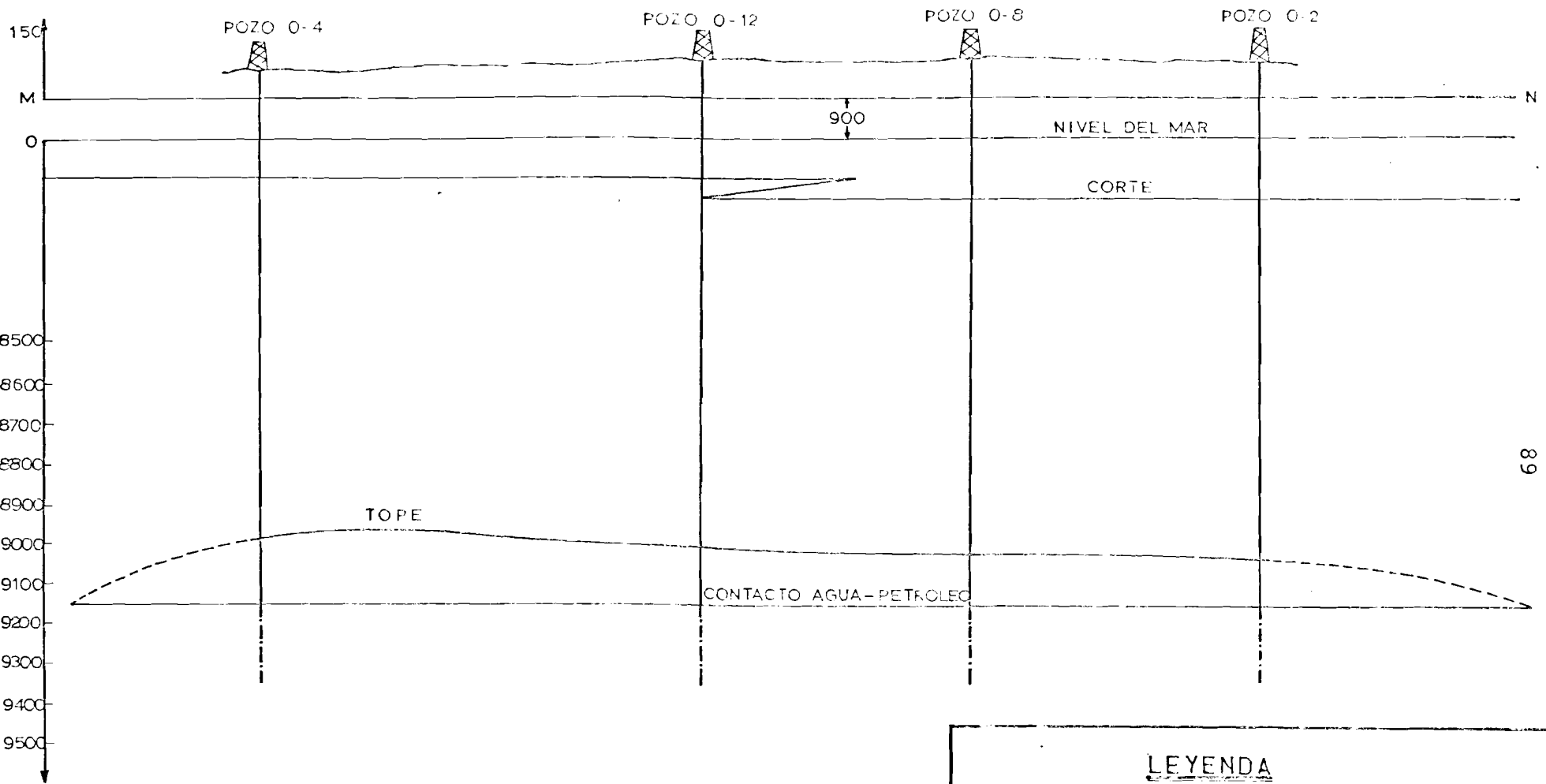


FIG. 18... CORTE ESTRUCTURAL M-N  
DEL YACIMIENTO ORIENTE

**LEYENDA**

	ZONA PERFORADA
	ZONA NO PERFORADA
	PROBABLE ESTRUCTURA
	ESCALA HORIZONTAL
	ESCALA VERTICAL (Pies)

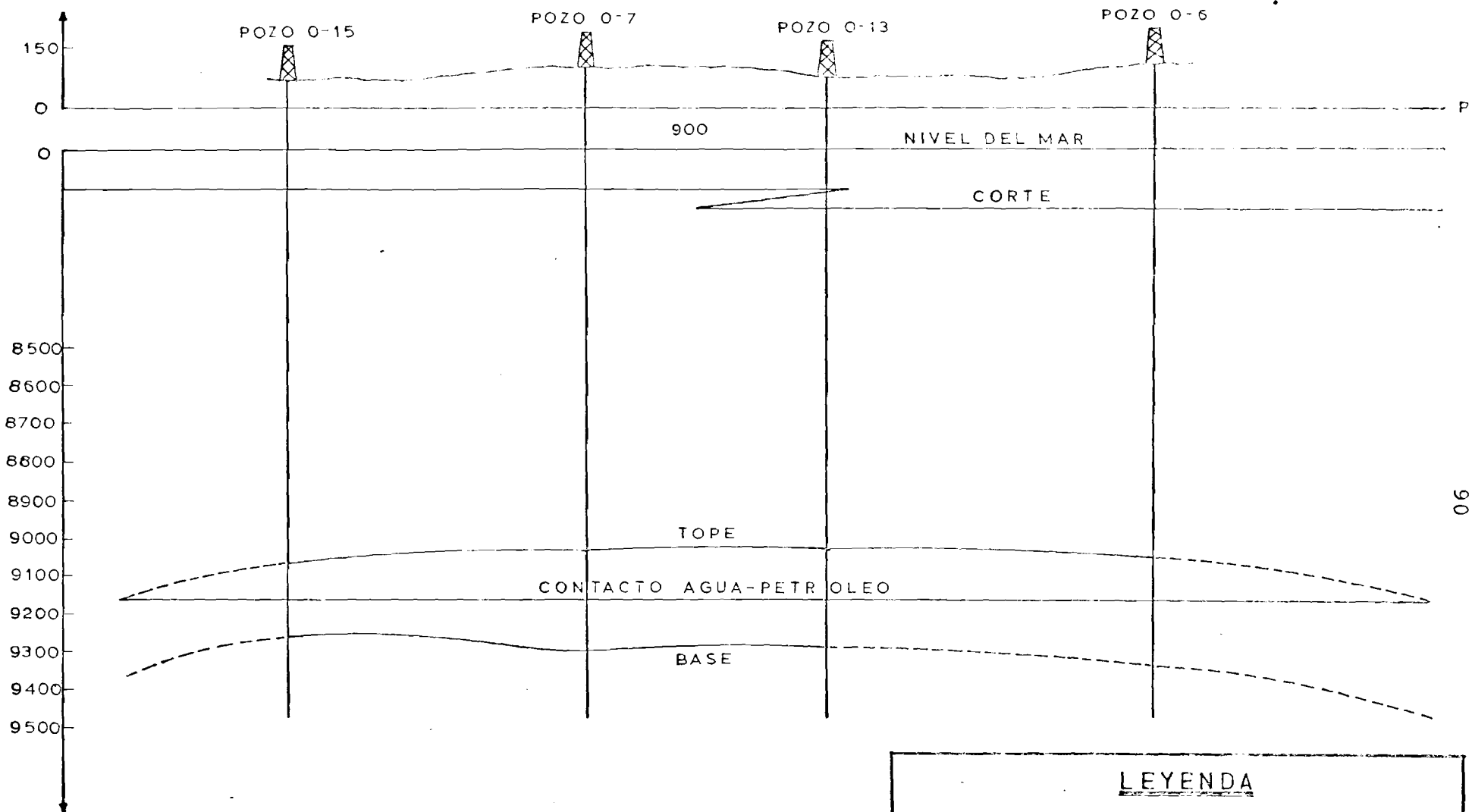


FIG. 19.— CORTE ESTRUCTURAL O-P  
DEL YACIMIENTO ORIENTE

# **SECCION TABLAS**

TABLA N<sup>o</sup> 1. Valores de la velocidad del sonido con sus tiempos de tránsito respectivo para diferentes fluidos y matrices de roca.

Medio	Vel. sónica (pie/seg.)	T. de tránsito (useg/pie)	T. de tránsito común (useg/pie)
Aire	1088	916	916
Metano	1417	706	706
Petróleo	4300	232	232
Agua	5000	200	200
Filtrado de lodo.	5300	189	189
Arcillas	6000 - 16000	167 - 62.5	90
Sal	15000	66.7	67
Anhidrita	20000	50	50
Areniscas	18000 - 21000	55.6 - 47.6	55.5 - 51
Calizas	21000 - 23000	47.6 - 43.5	42.5
Dolomitas	23000 - 26000	43.5 - 38.5	43.5

**TABLA N° 2. Valores de densidad para diferentes  
fluidos y matrices de roca.**

<b>Material</b>	<b>Densidad (Gr/cc)</b>
Petróleo de 33°API	0.86
Filtrado (lodo base Aceite)	0.85
Filtrado (lodos dulces)	1.00
Filtrado (lodos salados)	1.10
Arcillas	2.20 - 2.60
Sal (halita)	2.16
Yeso	2.32
Arenisca	2.65
Arenisca calcarea	2.68
Caliza	2.71
Dolomita	2.87
Anhidrita	2.96

TABLA N° 3

PROFUNDIDADES DEL TOPE Y FONDO DE LA FORMACION PETROLIFERA Y  
DEL CONTACTO AGUA-PETROLEO

Pozo N°	Altura sobre N.M.	Prof.Top. Form. Hollín	Prof.Fond. Form. Hollín	Prof. Esp. Cont. Neto O/W	Prod.	Prof.Top. a N.M.	Prof. fondo a N.M.	Prof. Cont. O/W a N.M.
1	960	10020	10154	10120	58	9060	9194	9160
2	989	10023	-	10150	-	9039	-	9161
3	973	9891	10163	10136	150	8918	9190	9163
4	979	9960	-	10139	120	8981	-	9160
5	948	9980	-	10108	68	9032	-	9160
6	1016	10045	-	10174	106	9029	-	9158
7	1013	10038	10308	10170	70	9025	9295	9157
8	995	10019	-	10155	94	9024	-	9160
9	979	9943	-	10139	135	8964	-	9160
10	984	9934	10214	10140	146	8950	9230	9156
11	974	9995	-	10134	100	9021	-	9160
12	997	10007	-	10157	95	9010	-	9160
13	987	10003	10268	10138	62	9016	9281	9159
14	984	10102	-	10140	24	9118	-	9156
15	977	10023	-	10136	84	9046	-	9159

TABLA N° 4.

POZO 0-1

VALORES DE POROSIDAD Y SATURACION DE AGUA

INTER VALO	PROF. PIES	ESP.INTERV. h PIES	S.P. M.V.	POR. Ø %	FACTOR DE FORM. F	Ø h	Rt (IND) Ω - MT.	Rwa Rt/F	Rw Ω-MT.	Sw %	Swh	LITOLOGIA	
1	10020-40	20	85	8	130	160	50	0.384		71.0	1420	Arenisca	
2	10040-60	20	15	-	-	-	-	-		-	-	Lutita	
3	10060-70	10	60	12	57	120	135	2'193		30.0	300	Arenisca	
4	10070-82	12	60	12	57	144	300	5.623		19.2	192	Arenisca	
5	10082-86	4	35	23	16.5	92	50	3.030	0.199	25.0	100	Arena Lut.	
6	10086-96	10	40	12	57	120	450	7.894		15.8	158	Arena Lut.	
7	10096-100	4	40	12	57	48	40	0.708		53.2	212	Arena Lut.	
8	100100-118	18	30	27	11	486	350	3.000		25.7	462	Arena Lut.	
9	10124-132	8	53	8	130	-	30	0.238		92.0	-	-	Arena Lut.
		<u>Σ h = 76</u>					<u>Σ Øh=1170</u>			<u>Σ Swh=2844</u>			



TABLA N° 5. POZO 0-2 VALORES DE POROSIDAD Y SATURACION DE AGUA

INTER VALO	PROF. PIES	ESP. INTERV. h PIES	S.P. M.V.	POR. $\phi$ %	FACTOR DE FORM.	DE F	$\phi$ h	Rt (IND) $\Omega$ - MT.	Rwa Rt/F	Rw $\Omega$ - MT.	Sw %	Swh	LITOLOGIA
1	10024-34	10	70	15	36		150	8	0.222		94.0	940	Arenisca
2	10034-42	8	60	13	48		104	70	1.458		36.0	288	Arenisca
3	10042-58	16	60	13	48		208	500	10.416		13.8	220	Arenisca
4	10058-72	14	15	-	-		-	-	-		-	-	Lutita
5	10072-86	14	50	13	48		182	450	9.375		14.0	196	Arenisca
6	10086-92	6	45	13	48		78	150	3.125		25.0	150	Arenisca
7	10092-102	10	48	15	36		150	175	4.861	0.199	20.0	200	Arena y Lutita
8	10102-106	4	15	-	-		-	-	-		-	-	Lutita
9	10106-118	12	30	12	57		144	450	7.894		15.8	189	Arena Lu titica
10	10118-124	6	50	15	36		90	60	1.667		34.5	207	Arenisca
11	10124-130	6	50	20	20		12	450	22.500		94.5	564	Arenisca
12	10130-134	4	50	15	36		60	75	2.083		30.9	123	Arenisca
13	10134-148	14	35	10	32		224	450	14.063		11.8	165	Arena Lu titica
		$\Sigma h = 106$					$\Sigma \phi h = 1540$				$\Sigma Swh = 3243$		

TABLA N° 6.

POZO 0-3

VALORES DE POROSIDAD Y SATURACION DE AGUA

INTER VALO	PROF. PIES	ESP. INTERV. h PIES	S.P. M.V.	POR. $\phi$ %	Factor DE FORM. F	$\phi$ h	Rt (IND) MT.	Rwa Rt/F	Rw MT.	Sw %	Swh	LITOLOGIA
1	9908-14	6	48	10	80	60	120	1.500		34.0	204	Arena luti tica
2	9914-42	28	0	-	-	-	-	-		-	-	Lutita
3	9942-86	44	55	14	42	616	128	3.048		25.5	1122	Arena luti tica
4	9986-10002	16	15	-	-	-	-	-		-	-	Lutita
5	10002-27	25	70	15	36	375	260	7.220		16.5	412	Arenisca
6	10027-96	69	90	15	36	1035	260	7.220	0.100	16.5	1138	Arenisca
7	10096-100	4	88	15	36	60	240	6.667		17.2	66	Arenisca
8	10100-110	10	85	12	57	120	200	3.509		23.8	238	Arenisca
9	10110-114	4	80	12	57	48	100	1.754		33.6	134	Arenisca
10	10114-120	6	65	12	57	72	50	0.877		47.0	282	Arenisca
11	10120-126	6	50	12	57	72	15	0.211		87.0	522	Arena luti tica
		$\Sigma n=174$				$\Sigma \phi h=2458$				$\Sigma Swh=4121$		

TABLA N° 7. POZO 0-4 VALORES DE POROSIDAD Y SATURACION DE AGUA

INTERVALO	PROFUNDIDAD PIES	ESP. INTERV. H PIES	S.P. M.V.	POROSIDAD %	FACTOR DE FORM. F.	Rt (IND) Ω -MT.	LITOLOGIA
1	9960-64	4	65	-	-	500	Arenisca
2	9964-68	4	65	-	-	80	Arenisca
3	9968-76	8	65	-	-	17	Arenisca
4	9976-80	4	68	-	-	50	Arenisca
5	9980-88	8	60	-	-	150	Arenisca
6	9988-92	4	60	-	-	95	Arenisca
7	9992-10002	10	8	-	-	-	Lutita
8	10002-14	12	68	-	-	320	Arenisca
9	10014-34	20	10	-	-	-	Lutita
10	10034-40	6	70	-	-	28	Arenisca

TABLA N° 3. POZO 0-5 VALORES DE POROSIDAD Y SATURACION DE AGUA

INTER+ VALO	PROF. PIES	ESP. INTERV. h PIES	S.P. M.V.	POR. %	FACTOR DE FORM. F	Rt (IND) Ω - MT.	Rwa Rt/F	Rw Ω - MT.	Sw %	Swh	LITOLOGIA
1	10000-10	10	75	13	48	130	12	0.250	89.0	890	Arenisca
2	10010-14	4	90	17	28	72	45	1.607	35.0	140	Arenisca
3	10014-28	14	90	12	57	168	45	0.789	50.0	450	Arenisca
4	10028-38	10	100	16	32	160	125	3.906	22.5	225	Arenisca
5	10038-48	10	95	16	32	160	75	2.344	29.0	290	Arenisca
6	10048-54	6	95	16	32	96	50	1.568	35.0	210	Arenisca
7	10054-64	10	90	17	28	170	14	0.500	63.0	630	Arenisca
8	10064-70	6	55	6	225	36	140	0.622	56.0	336	Arena Lutitica
9	10070-84	14	55	25	15	350	75	5.000	19.9	278	Arena Lutitica
10	10084-92	8	75	25	15	200	12	0.800	49.8	398	Arenisca
		$\Sigma h=92$				$\Sigma Rh=1542$				$\Sigma Swh=3847$	

TABLA N° 9.

POZO 0-6

VALORES DE POROSIDAD Y SATURACION DE AGUA

INTER VALO	PROF. PIES	ESP. INTERV. h PIES	S.P. M.V.	POR. Ø %	FACTOR DE FORM. F	Ø h	Rt (IND) -MT.	Rwa Rt/F	Rw -MT	Sw %	Swh	LITOLOGIA
1	10045-50	5	35	18	25	90	45	1.800		33.0	165	Arena Luti tica
2	10050-60	10	70	16	32	160	20	0.630		56.4	564	Arenisca
3	10060-70	10	90	15	36	150	35	0.972		45.0	450	Arenisca
4	10070-80	10	15	-	-	-	-	-	0.100	-	-	Lutita
5	10080-100	20	80	15	36	300	500	13.890		12.0	240	Arenisca
6	10100-26	26	80	13	48	336	500	10.417		13.8	359	Arenisca
7	10126-32	6	75	12	57	72	275	4.825		20.0	120	Arenisca
8	10132-138	6	70	14	42	84	35	0.833		48.8	293	Arenisca
9	10138-44	6	80	10	80	60	260	3.250		24.7	148	Arenisca

$$\Sigma h = 89$$

$$\Sigma \phi h = 1254$$

$$\Sigma Swh = 2339$$

TABLA 10. POZO 0-7 VALORES DE POROSIDAD Y SATURACION DE AGUA

INTER VALO	PROF. PIES	ESP. INTERV. h PIES	S.P. M.V.	POR. $\phi$ %	FACTOR DE FORM. F	$\phi$ h	Rt (IND) Q - MT.	Rwa Rt/F	Rw Q-MT.	S <sub>w</sub> %	S <sub>wh</sub>	LITOLOGIA
1	10048-52	4	55	14	42	56	25	0.595		57.8	231	Arenisca
2	10052-58	6	68	15	36	90	30	0.833		48.8	293	Arenisca
3	10058-66	8	68	16	32	90	38	1.188		41.0	328	Arenisca
4	10066-72	6	58	17	28	102	18	0.643		55.6	333	Arenisca
5	10072-88	16	48	16	32	250	500	15.620		11.2	179	Arena Lutitica
6	10088-92	4	10	-	-	-	-	-	0.199	-	-	Lutita
7	10092-112	20	55	14	42	280	500	11.905		13.0	260	Arenisca
8	10112-14	2	58	17	28	34	350	12.500		12.6	25	Arenisca
9	10114-138	24	62	14	42	330	500	11.905		13.0	312	Arenisca
10	10138-44	6	60	17	28	102	275	9.821		14.0	84	Arenisca
11	10144-48	4	60	11	67	44	275	4.104		22.0	88	Arenisca
12	10148-72	24	65	13	48	312	60	1.250		39.8	955	Arenisca
13	10212	-	66	13	48	-	7	0.140		100.0	-	Arenisca
		$\Sigma h=120$				$\Sigma \phi h=1734$				$\Sigma S_{wh}=2915$		

TABLA N° 11.

POZO 0-8

VALORES DE POROSIDAD Y SATURACION DE AGUA

INTER VALO	PROF. PIES	ESP. INTERV. h PIES	S.P. M.V.	POR. $\emptyset$ %	FACTOR DE FORM. F	$\emptyset$ h	Rt (IND) $\Omega$ - MT.	Rwa Rt/F	Rw $\Omega$ - MT.	SW %	Swh	LITOLOGIA	
1	10029-35	6	45	16	32	96	30	0.938		46.0	276	Arena Lutitica	
2	10035-48	13	12	-	-	-	-	-		-	-	Lutita	
3	10048-66	18	35	15	36	270	300	8.330		15.4	277	Arena Lutitica	
4	10066-80	14	25	14	42	196	125	2.976		25.8	361	Arena Lutitica	
5	10080-86	6	40	15	36	90	400	11.110		13.4	80	Arena Lutitica	
6	10086-100	14	68	15	36	210	75	2.083		31.0	434	Arenisca	
7	10100-112	12	85	13	45	156	120	2.667	0.199	27.3	327	Arenisca	
8	10112-19	7	85	15	36	105	50	1.389		37.8	189	Arenisca	
9	10119-23	4	85	15	36	60	17	2.267		29.6	177	Arenisca	
10	10123-29	6	85	16	32	96	17	1.563		61.0	366	Arenisca	
11	10129-34	5	75	16	32	80	50	1.563		35.6	305	Arenisca	
12	10134-37	3	67	16	32	48	50	1.563		35.6	107	Arenisca	
13	10137-40	3	67	16	32	48	10	0.313		79.8	239	Arenisca	
14	10140-64	24	65	14	42	-	8	0.190		100.0	-	Arenisca	
		$\Sigma h=98$					$\Sigma \emptyset h=1455$					$\Sigma Swh=3133$	

TABLA N° 12. POZO 0-9 VALORES DE POROSIDAD Y SATURACION DE AGUA

INTER VALO	PROF. PIES	ESP. INTERV. h PIES	S.P. M.V.	POR. $\phi$ %	FACTOR DE FORM. F	$\phi$ h	Rt (IND) $\Omega$ -MT.	Rwa Rt/F	Rw $\Omega$ -MT.	Sw %	Swh	LITOLOGIA
1	9960-66	6		16	32	96	150	4.668		20.6	122	Arenisca
2	9966-72	6		16	32	96	27	0.844		48.0	288	Arenisca
3	9972-93	21		-	-	-	-	-		-	-	Lutita
4	9993-10010	17		13	48	221	500	10.417		13.8	234	Arenisca
5	10010-14	4		-	-	-	-	-		-	-	Lutita
6	10014-26	12		13	48	156	400	8.330		15.4	185	Arenisca
7	10026-30	4		13	48	52	150	3.125	0.199	25.2	101	Arena Lu titica
8	10030-36	6		13	48	78	400	8.330		15.4	92	Arena Lu titica
9	10036-44	8		14	42	112	160	3.810		22.8	182	Arenisca
10	10044-50	6		13	48	78	45	0.938		46.0	276	Arenisca
11	10050-55	5		13	48	65	110	3.292		29.4	147	Arena Lu titica
12	10055-62	7		18	25	126	25	1.000		44.6	312	Arenisca
13	10062-67	5		17	28	85	450	16.070		11.0	55	Arenisca
14	10067-70	3		15	36	45	170	4.720		20.5	61	Arenisca
15	10070-94	24		15	36	360	500	13.880		12.0	288	Arenisca
16	10094-120	26		13	48	338	500	10.410		14.0	364	Arenisca
		$\Sigma h = 135$				$\Sigma \phi h = 1908$					$\Sigma Swh = 2707$	



TABLA N° 13.

POZO 0-10

VALORES DE POROSIDAD Y SATURACION DE AGUA

INTER VALO	PROF. PIES	ESP. INTERV. h PIES	S.P. M.V.	POR. $\phi$ %	FACTOR DE FORM. F	$\phi$ h	Rt (IND) $\Omega$ - MT.	Rwa Rt/F	Rw $\Omega$ -MT.	Sw %	Swh	LITOLOGIA
1	9946-56	10	45	15	36	150	75	2.083		31.0	310	Arena luti <u>t</u> ica
2	9956-65	9	5	-	-	-	-	-		-	-	Lutita
3	9965-9990	25	45	14	42	350	500	11.900		13.0	325	Arena Luti <u>t</u> ica
4	9990-10016	26	15	-	-	-	-	-		-	-	Lutita Are <u>n</u> osa
5	10016-26	10	45	15	36	150	500	13.880		12.0	120	Arena Luti <u>t</u> ica
6	10026-28	2	45	17	28	34	300	10.710		13.6	27	Arena Luti <u>t</u> ica
7	10028-40	12	53	13	48	156	500	10.410	0.119	14.0	168	Arena Luti <u>t</u> ica
8	10040-42	2	42	11	67	22	350	5.224		19.5	39	Arena Luti <u>t</u> ica
9	10042-76	38	45	14	42	476	500	11.900		13.0	442	Arena Luti <u>t</u> ica
10	10076-116	36	45	12	57	432	500	8.770		15.0	540	Arena Luti <u>t</u> ica
11	10116-119	3	60	13	48	39	450	9.370		14.5	43	Arenisca
12	10119-122	3	60	13	48	39	75	1.560		35.0	105	Arenisca
13	10122-25	3	60	13	48	39	50	1.042		47.3	131	Arenisca
14	10125-28	3	60	13	48	39	10	0.208		97.7	293	Arenisca
		<u><math>\Sigma h=148</math></u>					<u><math>\Sigma \phi h=1926</math></u>			<u><math>\Sigma Sw=3413</math></u>		

TABLA N° 14. POZO 0-11 VALORES DE POROSIDAD Y SATURACION DE AGUA

INTER VALO	PROF. PIES	ESP. INTERV. h PIES	S.P. M.V.	POR. $\phi$ %	FACTOR DE FORM. F	$\phi$ h	Rt (IND) $\Omega$ - MT.	Rwa Rt/F	Rw $\Omega$ -MT.	Sw %	Swh	LITOLOGIA
1	10005-14	9	65	14	42	126	28	0.667		54.6	492	Arenisca
2	10014-18	4	55	16	32	64	13	0.406		70.0	280	Arenisca
3	10018-26	8	30	21	18	168	24	1.333		38.6	309	Arena Lu titica
4	10026-34	8	32	14	42	112	175	4.167		22.0	176	Arena Lu titica
5	10034-54	20	10	-	-	-	-	-		-	-	Lutita
6	10054-80	26	50	13	48	338	500	10.417		14.0	364	Arenisca
7	10080-84	4	58	17	28	68	175	6.250	0.100	18.0	72	Arenisca
8	10084-96	12	68	14	42	168	350	8.330		15.4	185	Arenisca
9	10096-108	12	68	12	57	144	500	8.770		15.0	180	Arenisca
10	10108-122	14	60	14	42	196	350	8.330		15.4	215	Arenisca
11	10122-36	14	60	15	36	210	325	9.030		15.0	210	Arenisca
12	10136-40	4	60	14	42	56	300	7.140		16.6	66	Arenisca
13	10140-44	4	60	14	42	56	50	1.190		41.0	164	Arenisca
14	10150-76	26	62	12	57	-	12	0.220		93.0	-	Arenisca
		$\Sigma h=119$			$\Sigma \phi h=1706$						$\Sigma Swh=2713$	104

TABLA N° 15. POZO 0-12 VALORES DE POROSIDAD Y SATURACION DE AGUA

INTER VALO	PROF. PIES	ESP. INTERV. h PIES	S.P. M.V.	POR. %	FACTOR DE FORM. F	$\beta$ h	Rt (IND) $\Omega$ - MT.	Rwa Rt/F	Rw $\Omega$ -MT'	Sw %	Swh	LITOLOGIA
1	10012-20	8	45	10	80	80	18	0.225	94.0	752	Arena Lutitica	
2	10020-34	14	10	--	-	-	-	-	-	-	Lutita	
3	10034-50	16	44	15	36	240	325	9.028	15.0	240	Arena Lutitica	
4	10050-54	4	40	13	48	52	75	1.563	35.6	142	Arena Lutitica	
5	10054-61	7	10	-	-	-	-	-	-	-	Lutita	
6	10061-68	7	65	13	48	91	200	4.167	21.8	153	Arena	
7	10068-80	12	83	13	48	156	400	8.330	15.4	135	Arena	
8	10080-92	12	83	12	57	144	110	1,930	32.0	384	Arena	
9	10092-96	4	55	9	100	36	225	2.250	29.7	119	Arena	
10	10096-108	12	20	--	-	-	-	-	-	-	Lutita	
11	10108-24	16	110	13	48	208	450	9.370	14.5	232	Arena	
12	10124-38	14	110	10	80	140	110	1.370	38.0	532	Arena	
13	10138-41	3	85	10	80	30	75	0.938	46.0	138	Arena	
14	10141-44	3	75	10	80	30	14	0.175	100.0	300	Arena	

$\Sigma h=99$

$\Sigma \beta=1207$

$\Sigma Swh=3177$

TABLA N° 16. POZO 9-13 VALORES DE POROSIDAD Y SATURACION DE AGUA

INTER VALO	PROF. PIES	ESP. INTERV. h PIES	S.P. M.V.	POR. %	FACTOR DE FORM. F	$\rho_h$	Rt (IND) Q - MT	Rwa Rt/F	Rw Q-MT	Sw %	Swh	LITOLOGIA
1	10016-26	10	50	15	32	160	50	1.563		35.0	350	Arena
2	10026-57	31	10	-	-	-	-	-		-	-	Lutita
3	10057-67	10	52	15	36	150	240	6.670		25.7	257	Arena
4	10067-72	5	52	10	30	50	240	3.000		25.7	128	Arena
5	10072-105	33	70	11	42	462	500	11.900		13.0	429	Arena
6	10105-9	4	95	12	57	48	100	2.810		26.6	106	Arena
7	10109-114	5	95	15	36	75	350	9.720	0.119	14.3	72	Arena
8	10114-120	6	100	14	42	84	80	1.965		32.0	192	Arena
9	10120-24	4	110	13	57	48	300	5.260		19.4	77	Arena
10	10124-34	10	95	14	42	140	100	2.380		28.9	289	Arena
11	10134-40	6	112	14	42	84	120	2.850		26.4	158	Arena
12	10140-145	5	112	14	42	70	50	1.190		40.8	204	Arena
13	10145-65	20	62	12	57	-	10	0.175		100.0	-	Arena
		$\Sigma h = 96$					$\Sigma \rho_h = 1371$				$\Sigma Swh = 2271$	106

TABLA N° 17. POZO 0-14 VALORES DE PROFUNDIDAD Y SATURACION DE AGUA

INTER VALO	PROF. PIES	ESP. INTERV. h PIES	S.P. M.V.	POR. Ø %	FACTOR DE FORM. F	Ø h	RT (IND) Ω - MT	Rwa RT/F	Rw Ω-MT	Sw %	Swh	LITOLOGIA
1	10126-30	4	75	20	20	80	15	0.750		51.00	204	Arena
2	10130-38	8	30	17	28	136	45	1.607	0.119	35.00	280	Arena Lutitica
3	10138-44	6	30	14	42	64	23	0.179		52.60	210	Arena Lutitica
4	10250-56	6	50	12	57	-	7	0.211		0.97	-	Arena
		<u>Σh = 18</u>			<u>ΣØh=280</u>						<u>ΣSwh=694</u>	

TABLA Nº 13. POZO 0-15 VALORES DE POROSIDAD Y SATURACION DE AGUA

INTER VALO	PROF. PIES	ESP. INTERV. h PIES	S.P. M.V.	POR. %	FACTOR DE FORM. F	$\phi$ h	Rt (IND) Ω - MT.	Rwa Rt/F	Rw Ω-MT.	Sw %	Swh	LITOLOGIA	
1	10023-30	7	-	-	-	-	152	-	-	-	-	-	
2	10032-38	8	-	-	-	-	22	-	-	-	-	-	
3	10038-42	4	-	-	-	-	450	-	-	-	-	-	
4	10042-52	10	-	-	-	-	250	-	-	-	-	-	
5	10052-56	4	-	-	-	-	450	-	-	-	-	-	
6	10056-60	4	-	-	-	-	240	-	-	-	-	-	
7	10060-116	56	-	12	57	672	450	7.390	0.199	15.8	885	-	
8	10116-10134	18	-	8	130	144	450	3.460	-	24.0	432	-	
9	10134-138	4	-	8	130	32	450	3.460	-	24.0	96	-	
10	10138-142	4	-	8	130	32	50	0.385	-	72.0	216	-	
11	10170-80	10	-	9	100	-	15	0.150	-	100.0	-	-	
		$\Sigma h=72$					$\Sigma \phi h=880$					$\Sigma Swh=1629$	

TABLA 19. POROSIDAD Y SATURACION PROMEDIO DE LOS POZOS DEL YACIMIENTO ORIENTE

POZO	$\Sigma h$	$\Sigma \phi h$	$\Sigma Sw h$	$\phi \text{ prom.} = \frac{\Sigma \phi h}{\Sigma h}$	$Sw \text{ prom.} = \frac{\Sigma Sw h}{\Sigma h}$	$\phi \text{ prom.} \%$	$Sw \text{ prom.} \%$
0-1	76	1170	2844	$\frac{1170}{76}$	$\frac{2844}{76}$	15.39	37.4
0-2	106	1540	3243	$\frac{1540}{106}$	$\frac{3243}{106}$	14.52	30.6
0-3	174	2458	4121	$\frac{2458}{174}$	$\frac{4121}{174}$	14.12	23.7
0-4	-	-	-	-	-	-	-
0-5	92	1542	3847	$\frac{1542}{92}$	$\frac{3847}{92}$	16.76	41.7
0-6	89	1254	2339	$\frac{1254}{89}$	$\frac{2339}{89}$	14.09	26.3
0-7	120	1734	2915	$\frac{1734}{120}$	$\frac{2915}{120}$	14.45	26.3
0-8	98	1455	3133	$\frac{1455}{98}$	$\frac{3133}{98}$	14.85	32.0
0-9	135	1908	2707	$\frac{1908}{135}$	$\frac{2707}{135}$	14.12	20.1
0-10	148	1926	3413	$\frac{1926}{148}$	$\frac{3413}{148}$	13.05	24.8
0-11	119	1706	2713	$\frac{1706}{119}$	$\frac{2713}{119}$	14.34	22.8
0-12	99	1207	3177	$\frac{1207}{99}$	$\frac{3177}{99}$	12.19	32.1
0-13	98	1371	2271	$\frac{1371}{98}$	$\frac{2271}{98}$	13.99	23.2
0-14	18	280	694	$\frac{280}{18}$	$\frac{694}{18}$	15.55	38.6
0-15	72	880	1629	$\frac{880}{72}$	$\frac{1624}{72}$	12.18	22.6

TABLA N<sup>o</sup> 20

VALORES PROMEDIO DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD Y SATURACION  
DE AGUA DEL YACIMIENTO

POZO N <sup>o</sup>	$\bar{\mu}$ Prom.	RwaProm.	Sw Prom.
0-1	15.39	0.238	37.4
0-2	14.52	0.222	30.6
0-3	14.13	0.211	23.7
0-4	-	-	-
0-5	16.76	0.250	41.7
0-6	14.09	-	26.3
0-7	14.45	0.140	24.3
0-8	14.85	0.190	32.0
0-9	13.47	-	26.1
0-10	13.05	0.208	24.2
0-11	14.34	0.220	22.8
0-12	12.19	0.175	32.1
0-13	13.99	0.175	23.2
0-14	15.55	0.211	38.6
0-15	<u>12.11</u>	<u>0.150</u>	<u>22.6</u>
	198.89	2.390	405.6
	$\bar{\mu}$ Prom. = $\frac{198.89}{14}$	Rw Prom. = $\frac{2.390}{12}$	Sw Prom. = $\frac{405.6}{14}$

$\bar{\mu}$  Prom. = 14.20% ; Rw Prom. = 0.1990 ; Sw Prom. = 29.0%



TABLA N<sup>o</sup> 21

AREA BAJO LAS LINEAS ISOPACAS (ESPEORES NETOS PRODUCTIVOS)  
DEL PLANO (MEDIDAS CON PLANIMETRO) Y DEL YACIMIENTO.

Isópacas	Area del plano bajo las isópacas correspondientes medidas con planímetro en $cm^2$				Area bajo las Isópacas del Yacimiento en Acres
	1 <sup>a</sup> Lect.	2 <sup>a</sup> Lect.	3 <sup>a</sup> Lect.	Promedio	
0	675.7	675.2	673.1	674.66	10419.28
10	613.0	612.9	614.5	613.60	9476.28
20	554.0	553.2	552.3	553.16	8542.86
30	495.0	494.7	495.2	494.90	7643.11
40	434.3	435.8	433.9	434.60	6711.85
50	383.6	383.6	382.8	383.30	5919.58
60	329.4	330.3	330.1	329.93	5095.36
70	276.6	277.5	278.4	277.50	4285.64
80	223.0	221.8	223.7	222.80	3440.87
90	167.3	167.1	167.6	167.30	2583.74
100	125.1	125.7	124.8	125.20	1927.99
110	82.1	81.9	82.6	82.20	1269.99
120	61.2	61.3	62.3	61.60	951.33
130	39.9	39.5	39.9	39.76	614.04
140	19.2	19.2	19.4	19.26	297.45
150	10.1	10.4	9.9	10.13	156.44

# **SECCION APENDICES**

## A P E N D I C E N º 1

DERIVACION DE LA FORMULA PARA CALCULAR EL VOLUMEN DE PETRO-  
LEO ORIGINAL EN SITIO.

Tenemos que:

$$\text{Saturación de hidrocarburos } SHcs. = \frac{\text{Vol. de Hcs.}}{\text{Vol. Poroso}}$$

$$\text{Vol. Hcs.} = SHcs \times \text{Vol. poroso} \quad (1)$$

$$\beta = \frac{\text{Vol. Poroso}}{\text{Vol. total de roca}}$$

$$\text{Vol. Poroso} = \beta \times \text{Vol. total de roca} \quad (2)$$

Reemplazando (2) en (1) tenemos:

$$\text{Vol. Hcs} = SHcs \times \beta \times VR$$

$$S_{Hcs} = 1 - Sw \text{ (dos fases)}$$

$$\text{Vol. Hcs} = VR \times \beta \times (1 - Sw) \quad N = \frac{\text{Vol. Hcs}}{Bo}$$

$$N = \frac{VR \times \beta \times (1 - Sw)}{Bo}$$

$$1 \text{ acre} = 43560 \text{ pies}^2$$

$$1 \text{ acre-pie} = 43560 \text{ pies}^3$$

$$1 \text{ barril} = 5.62 \text{ pies}^3$$

$$1 \text{ acre-pie} = \frac{43560 \text{ pies}^3}{5.62 \text{ pies}^3/\text{Bbl}} = 7758 \text{ Bbls.}$$

A P E N D I C E    N<sup>o</sup> 2

Determinación de la porosidad para las diferentes clases de empaquetamiento de los granos de la formación. (5)

Empaquetamiento cúbico (considerando un caso ideal para granos esféricos).

Tenemos ocho granos esféricos de diámetro de empaquetamiento cúbico como muestra la Fig. 6.a, el cubo en el que están encerrados los granos será por lo tanto de lado  $2d$ .

Como sabemos la porosidad  $\phi$  es la relación entre el volumen de poros (vacíos)  $V_v$  y el volumen total de roca  $V_t$  y el volumen de poros  $V_v$  es igual al volumen total  $V_t$  menos el volumen de granos  $V_g$  tenemos:

$$\phi = \frac{V_v}{V_t} = \frac{V_t - V_g}{V_t} = 1 - \frac{V_g}{V_t}$$

El volumen total  $V_t$  es igual al volumen del cubo en donde están encerrados los granos por lo tanto:

$$V_t = (2d)^3 = 8d^3$$

El volumen de cada grano como es esférico será:  $\frac{4}{3}\pi r^3 = \frac{\pi}{6} d^3$  y el volumen de los ocho granos será  $8 \left(\frac{\pi}{6} d^3\right)$

---

de donde:

$$V_g = 4/3 \pi d^3 \quad \text{por lo que:}$$

$$\phi = 1 - \frac{V_g}{V_t} = 1 - \frac{\pi}{6} = 1 - 0.526$$

$$\phi = 47.6\%$$

Empaquetamiento exagonal, se considera que la fila superior ha sido movida un radio hacia la derecha como muestra la Fig. 6 b.

Para encontrar el volumen total  $V_t$  tenemos que calcular el volumen del paralelepípedo que encierra los granos. En la fig. 6 c, vemos que cada una de las caras de dicho paralelepípedo consta de dos triángulos equiláteros de altura  $h$  y de lado  $2d$  en donde  $h = 2d \text{sen} \theta$   $\theta = 60^\circ$ .

El área de una cara será  $4d^2 \text{sen} \theta$  y el volumen del paralelepípedo  $V_t$  será:  $V_t = 2d \times 4d^2 \text{Sen} \theta = 8 d^3 \text{sen} \theta$

Como tenemos ocho granos encerrados en el paralelepípedo

$$V_g = \frac{4\pi d^3}{3}$$

$$\phi = 1 - \frac{V_g}{V_t} = 1 - \frac{4/3 \pi d^3}{8d^3 \text{ Sen}\theta}$$

$$\phi = 1 - \frac{\pi}{6 \text{ Sen}\theta} = 1 - 0.604$$

$$\phi = 39.6 \%$$

Para el empaquetamiento romboédrico el procedimiento y las fórmulas empleadas son las mismas con la diferencia - del procedimiento anterior que el ángulo  $\theta = 45^\circ$  ya que en empaquetamiento romboédrico la fila superior de granos ha sido movida un radio hacia la derecha y un radio hacia atrás y la porosidad en este empaquetamiento es de 26 %.

APENDICE N<sup>o</sup> 3

Demostración de la aplicación de la ley de Boyle de los gases al porosímetro del mismo nombre.

Vemos en la fig. 1.b. el porosímetro de Boyle:  $V_1$  es el volumen conocido del recipiente que contiene la muestra de volumen de granos  $V_g$  y que está a una presión  $P_1$  antes de la expansión.  $V_2$  es el volumen conocido de la cámara de expansión cuya presión  $P_2 = 0$ , antes de la expansión. Y  $P_f$  es la presión final del sistema después de la expansión.

Aplicando la ley de Boyle de los gases que dice: " Los volúmenes ocupados por una masa gaseosa a temperatura constante son inversamente proporcionales a las presiones que soportan " Tenemos que:

$$P_1 (V_1 - V_g) = P_f (V_1 + V_2 - V_g)$$

Antes de la	Después de la
expansión	expansión

Desarrollando esta fórmula tenemos que:

$$P_1 V_1 - P_1 V_g = P_f V_1 + P_f V_2 - P_f V_g$$

$$P_f V_g - P_1 V_g = P_f V_1 + P_f V_2 - P_1 V_1$$

$$V_g (P_f - P_1) = V_1 (P_f - P_1) + P_f V_2$$

Dividiendo cada uno de los miembros de esta ecuación para  $(P_f - P_1)$  tenemos:

$$V_g = V_1 + V_2 \left( \frac{P_f}{P_f - P_1} \right)$$

Aplicando la fórmula de la porosidad  $\phi = 1 - \frac{V_g}{V_t}$  tenemos:

$$\phi = 1 - \frac{V_1 + V_2 \left( \frac{P_f}{P_f - P_1} \right)}{V_t}$$



## APENDICE N° 4

FACTORES DE CONVERSION PARA TRANSFORMAR CM<sup>2</sup> DEL PLANO EN ACRES DEL YACIMIENTO.

Escala del mapa      1:25000

Mapa	Yacimiento
1 cm =	25000 cm.
1 cm =	250 mts.
1 cm <sup>2</sup> =	62500 m <sup>2</sup>
1 mt <sup>2</sup> =	0.0002471 Acres
1 cm <sup>2</sup> =	62500 mt <sup>2</sup> x 0.0002471 Acres mt <sup>2</sup>
1 cm <sup>2</sup> =	15.44375 Acres

APENDICE N° 5

DETERMINACION DEL VOLUMEN DE PETROLEO EN SITIO

En la gráfica Area del Yacimiento vs Isópacas

$$1 \text{ cm}^2 = 5000 \text{ Acres - pie}$$

$$\text{Area bajo la curva} = 130.9 \text{ cm}^2$$

$$\text{VR} = 130.9 \text{ cm}^2 \times 5000 \text{ Acre-pie/cm}^2$$

$$\text{VR} = 654500 \text{ Acre-Pie}$$

$$N = \frac{7758 \times \text{VR} \times \phi \times (1 - S_w)}{B_o}$$

$$N = \frac{7758 \times 654500 \text{ Acre-pie} \times 0.142 (1 - 0.291)}{1.140}$$

$$N = 448424316 \text{ (Bbls a condiciones normales)}$$