



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**"EVALUACION DE YACIMIENTOS NATURALMENTE
FRACTURADOS A PARTIR DE LA INTERPRETACION
DE REGISTROS GEOFISICOS"**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO**

P R E S E N T A N:

**JUAN MANUEL DELGADO AMADOR
GILBERTO ADOLFO GORDILLO SANTIAGO**



Cd. UNIVERSITARIA

1983



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

INDICE.

1.- INTRODUCCION	1
2.- ASPECTOS GENERALES DE LOS YACIMIENTOS FRACTURADOS ...	4
2.1 Porosidad	5
Permeabilidad	12
2.2 Procesos Diagenéticos	24
2.3 Tipos de yacimientos fracturados.....	28
3.- DETERMINACION DE PROPIEDADES PETROFISICAS.....	39
3.1 Métodos Directos.	40
3.1.1 Análisis de núcleos	41
3.2 Métodos Indirectos.....	48
3.2.1 Cámaras fotográficas	49
Empacadores Inflables.....	58
3.2.2 Registros geofísicos de pozos	60
3.2.2.1 Registro sónico de amplitud	61
3.2.2.2 Registro de intensidad o densidad variable	67
3.2.2.3 Registro de corriente enfocada	74
3.2.2.4 Combinación de 2 registros de porosidad	78
3.2.2.5 Porosidad de núcleos y registro neutrónico	89
3.2.2.6 Litoporosidad por gráficas cruzadas	91
3.2.2.7 Registro de identificación de fracturas	98
3.2.2.8 Determinación de la porosidad primaria, porosidad secundaria y porosidad total	100
3.2.2.9 Determinación de la saturación de agua en la matriz y en las fracturas	108

4.- EJEMPLO DE APLICACION	116
Evaluación del pozo Mora 1	117
Análisis de fracturas	117
Litología y porosidad	118
Distribución de fluidos	137
5.- RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES	139
6.- REFERENCIAS	141
7.- NOMENCLATURA	145

INTRODUCCION.

El estudio de yacimientos naturalmente fracturados, es un campo relativamente nuevo dentro del desarrollo de la Ingeniería Petrolera; éste desafía las técnicas convencionales hasta ahora utilizadas en la evaluación de formaciones. Así mismo la detección de fracturas es un gran atractivo para el interpretador de registros, ya que esto representa la llave de una nueva fuente de explotación de yacimientos con baja porosidad y permeabilidad (primarias) y que se consideraban inexplotables.

En ocasiones al evaluar yacimientos fracturados, se ha llegado a grandes fracasos económicos, debido a que se han - sobreestimado las altas tasas de producción iniciales y por el contrario en otros casos la recuperación de hidrocarburos en yacimientos naturalmente fracturados, se ha subestimado - por no considerar la permeabilidad de fracturas y su porosidad.

La explotación en condiciones óptimas para este tipo de yacimientos sería precisamente la que considera las propiedades secundarias, como un parámetro más en el comportamiento de los yacimientos. Resulta en verdad muy difícil lograr dicha explotación, pues no se pueden considerar patrones de comportamiento universales, debido a la heterogeneidad de las fracturas; sin embargo es una buena oportunidad para desarrollar

INTRODUCCION.

El estudio de yacimientos naturalmente fracturados, es un campo relativamente nuevo dentro del desarrollo de la Ingeniería Petrolera; éste desafía las técnicas convencionales hasta ahora utilizadas en la evaluación de formaciones. Así mismo la detección de fracturas es un gran atractivo para el interpretador de registros, ya que esto representa la llave de una nueva fuente de explotación de yacimientos con baja porosidad y permeabilidad (primarias) y que se consideraban inexplotables.

En ocasiones al evaluar yacimientos fracturados, se ha llegado a grandes fracasos económicos, debido a que se han sobreestimado las altas tasas de producción iniciales y por el contrario en otros casos la recuperación de hidrocarburos en yacimientos naturalmente fracturados, se ha subestimado - por no considerar la permeabilidad de fracturas y su porosidad.

La explotación en condiciones óptimas para este tipo de yacimientos sería precisamente la que considera las propiedas secundarias, como un parámetro más en el comportamiento de los yacimientos. Resulta en verdad muy difícil lograr dicha explotación, pues no se pueden considerar patrones de comportamiento universales, debido a la heterogeneidad de las fracturas; sin embargo es una buena oportunidad para desarrollar

la Ingeniería Petrolera.

Con el presente trabajo no se pretende abarcar un estudio completo sobre los yacimientos naturalmente fracturados, sino introducción al análisis de ellos.

Aquí presentamos el enfoque a la utilización de los registros de pozos, desde las técnicas cualitativas inicialmente utilizadas por Mardock y Myers¹, hasta los métodos computarizados utilizados actualmente en la evaluación de formaciones fracturadas.

Se comienza definiendo las propiedades petrofísicas mencionadas a lo largo del trabajo, utilizando inclusive algunos ejemplos ilustrativos. Así mismo se presentan los tipos de yacimientos naturalmente fracturados que se han explotado en el mundo. Los procesos que pueden dar origen a formaciones productoras fracturadas y a la presencia de fracturas.

Dentro de los métodos indirectos de evaluación, se explica el uso de algunos métodos experimentados (además de los registros) para la evaluación de formaciones, tales como el uso de cámaras fotográficas y empacadores inflables; el análisis de núcleos se considera dentro de las técnicas directas.

(1) Referencias al final.

En el capítulo de registros geofísicos de pozos, se presentan técnicas que permiten el análisis cualitativo para la detección de fracturas, tales como el registro de Amplitud, el registro de Densidad Variable (VDL*), la combinación del Laterolog 8 y Doble Inducción; en cuanto a la evaluación --cuantitativa, también se presentan métodos como el de litoporosidad por gráficas cruzadas (crossplots), comparación de porosidades por diferentes registros, el método de Aguilera* para saturación de agua y los utilizados convencionalmente.

Finalmente se hace la evaluación del pozo Mora N^o. I*, perteneciente a la zona sureste del país (Tabasco), con las técnicas presentadas en el desarrollo de la tesis.

* Marca Comercial Schlumberger.

II

"ASPECTOS GENERALES DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS".

2.1 POROSIDAD.

La porosidad representa los espacios vacíos en la roca y se puede cuantificar, dividiendo el volumen de estos espacios vacíos entre el volumen de roca considerado.

La porosidad se mide en fracción o porcentaje.

$$\phi = \frac{m^3 p}{m^3 r} = \frac{m^3 \text{ de poros o espacios vacíos}}{m^3 \text{ de roca}} = \%$$

Existen 2 tipos de porosidad:

- 1).- Porosidad primaria.
- 2).- Porosidad secundaria.

1.- La porosidad primaria es la que se forma a través - de la depositación de los sedimentos y que mantiene las características originales de la roca; por ejemplo: las areniscas que son generalmente de porosidad primaria.

El rango de valores de la porosidad primaria depende de muchos factores, como son: el arreglo de los granos, la cementación y la angularidad y redondez que estos presentan.

La porosidad primaria total es la relación entre el total de espacios vacíos y el volumen total de la roca (en muchos casos esto se refiere a la porosidad de la matriz).

Cabe distinguir que existe la porosidad primaria total y la porosidad efectiva; la porosidad total es la definida con anterioridad y la efectiva es la relación entre los espacios vacíos comunicados y el volumen de roca.

Graton y Fraser⁴ han evaluado la porosidad de un sistema de empaquetamiento cúbico de esferas, las cuales representan al volumen de los granos, (fig. 2.1)

La porosidad se evalúa como sigue:

Volumen de la esfera.

$$\frac{4}{3} \pi r^3 \quad \dots \quad (\text{ec. 2.1})$$

donde "r" es el radio de la esfera.

La primera celda representada en la parte inferior de la fig. 2.1 - es un cubo con lado igual a 2r.

Volumen total de dicho cubo.

$$(2r)^3 = 8r^3 \quad \dots \quad (\text{ec. 2.2})$$

De la definición de porosidad

$$\phi = \frac{\text{Espacios vacíos}}{\text{Volumen total}} = \frac{\text{Volumen total} - \text{Volumen esferas}}{\text{Volumen total}}$$

Para el arreglo cúbico sustituyendo las ecuaciones anteriores se obtiene

$$\phi = \frac{8r^3 - (4\pi r^3)}{8r^3} \quad \dots \quad (\text{ec. 2.3})$$

Simplificando obtenemos el valor de ϕ .

$$\phi = 0.476 \text{ o } 47.6 \%$$

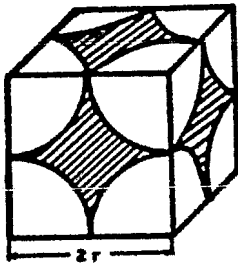
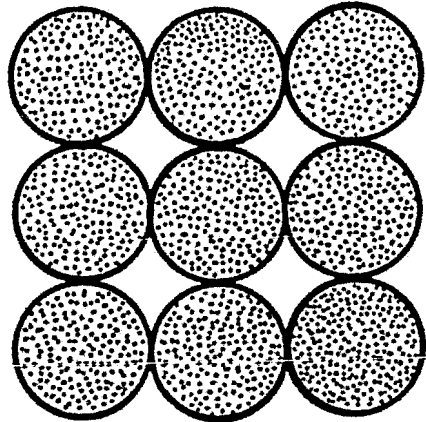
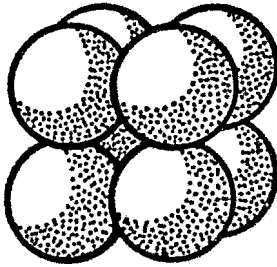


FIG: 2.1 Representación del espacio poroso con arreglo cúbico de los granos.

De la ecuación 2.3 se aprecia que la porosidad para el cubo, sólo es función del acomodo de las esferas e independiente del radio de estas.

Supongamos ahora que estas mismas esferas se arreglan en forma que cada una de ellas ocupe el valle entre las cuatro que se encuentran debajo, (fig. 2.2). La porosidad se reduce al 25.9 %.

En éste caso, lo mismo que en el anterior, el tamaño de las esferas no importa, siempre y cuando el arreglo geométrico sea el mismo.

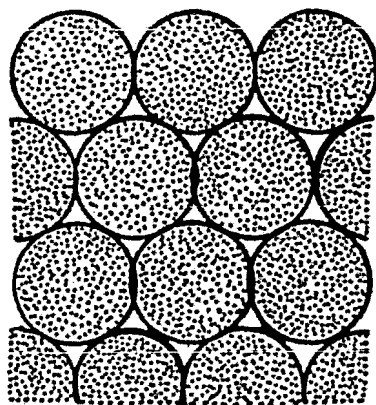
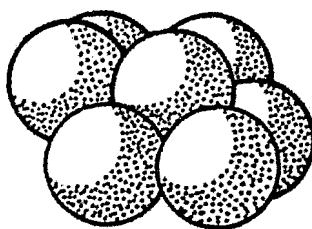


FIG: 2.2 Arreglo romboédrico de los granos.

Los valores de la porosidad antes mencionados, tan solo son teóricos, ya que en la realidad representan valores menores, debido a que no se está tomando en cuenta los factores que intervienen; como cementación, acomodo y forma de los granos, etc.

Un ejemplo claro es una arenisca limpia, la cual en promedio no tiene una porosidad mayor a 20%.

2.- La porosidad secundaria es el resultado de la alteración que sufre la roca, debido a procesos geológicos como son:

- Fracturamientos.
- Cambios mineralógicos en los sedimentos.
- Procesos orogénicos y diagenéticos de las rocas.

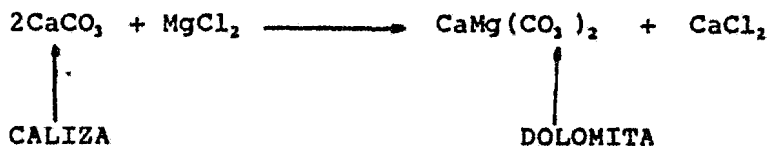
Este tipo de porosidad recibe también el nombre de inducida, ya que no tiene relación directa con la forma y tamaño de los sedimentos.

La mayoría de los yacimientos con porosidad secundaria se encuentran principalmente en calizas y dolomías; que en general se debe a disoluciones, recristalización, dolomitización, fracturas y cavernas.

La porosidad secundaria por disolución es generada por

la percolación de soluciones ácidas en agua, las cuales disuelven generalmente a calizas y dolomías, creando canales, los cuales provocan un aumento en la porosidad de la roca.

La dolomitización aumenta la porosidad de los carbonatos y el proceso se describe por medio de la siguiente ecuación:



donde el aumento de la porosidad, se debe a la transformación de la calcita (contenida en la caliza) a dolomita, provocando una disminución en el volumen de roca y creando a su vez más espacios porosos.

Las fracturas y juntas son usualmente formadas por rocas quebradizas. Griggs y Handin^a encontraron que las fracturas son debidas a diferentes esfuerzos que sufren las rocas, donde dependiendo del grado e intensidad de los mismos, las fracturas variarán en tamaño e importancia, interviniendo además factores como la ductibilidad de las rocas y profundidad de éstas.

La ductibilidad se ve afectada por el tipo de roca, por la temperatura y la sobrecarga. En la fig. 2.3 se muestra

la ductibilidad como una función de la profundidad para varias litologías, donde la cuarzita es la menos ductil (más quebradiza) seguida de la dolomía.

Estos resultados fueron corroborados por Stears' quien midió la frecuencia relativa de varias litologías fracturadas, encontrando que el mayor grado de fracturamiento se presentó en la cuarzita seguida por la dolomía.

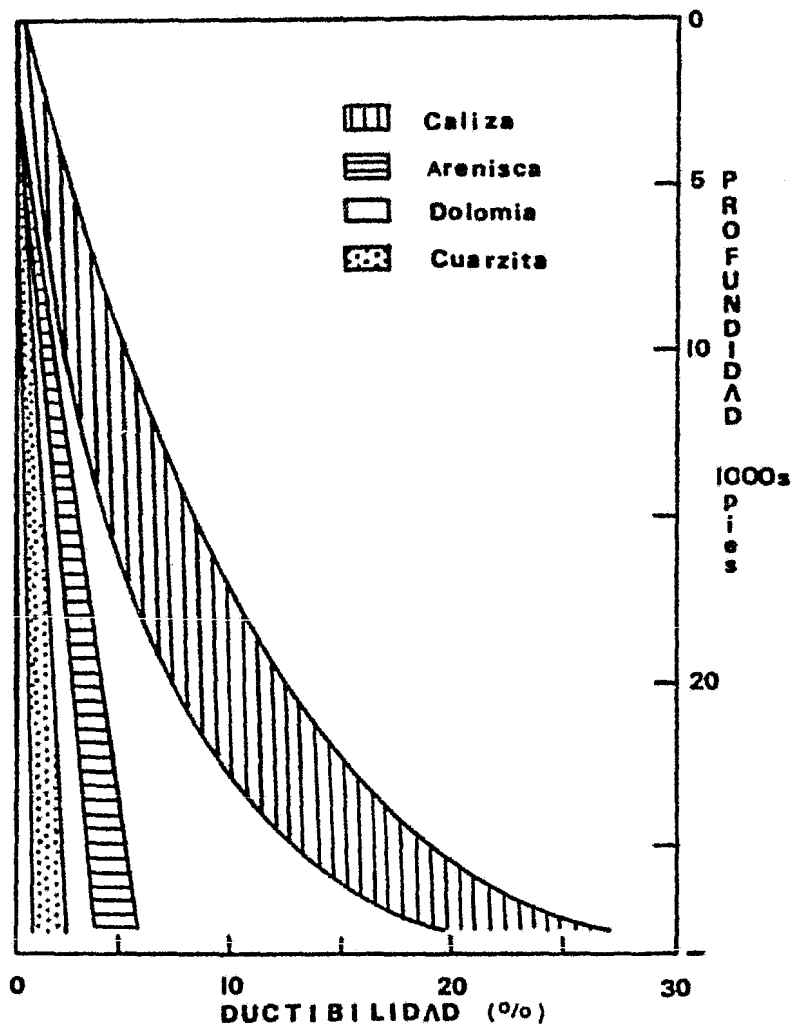


FIG: 2.3 Ductibilidad de las rocas contra profundidad.

PERMEABILIDAD.

La permeabilidad se define como la propiedad o capacidad que poseen las rocas para transmitir un fluido a través de su espacio poroso; la abreviatura general es (K), aunque existen varios tipos de permeabilidad.

Permeabilidad absoluta (K); es la facilidad que tiene un medio poroso para permitir el paso de un fluido, cuando éste ocupa el 100% del espacio vacío.

Permeabilidad efectiva (Ke); es la facilidad de la roca para permitir el paso de más de un fluido a través del espacio poroso. Existe permeabilidad efectiva al gas, al aceite y al agua (Kg, Ko, Kw), y se dá también cuando la roca no está saturada al 100% del mismo fluido.

La permeabilidad relativa (Kr); es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva del fluido y la permeabilidad absoluta.

$$K_r = \frac{K_e}{K} \quad \dots \text{ (ec. 2.4)}$$

La unidad de la permeabilidad es el Darcy y se define como sigue:

Si al aplicar un gradiente de presión de 1 atm. a un medio homogéneo de longitud 1 cm., área transversal de 1 cm²., que contiene un fluido con una viscosidad de 1 cp., el gasto que pasa a través de dicho medio poroso es de 1 cm³/seg.

$$K = \frac{q \mu AL}{A \Delta P} \quad \dots \text{(ec. 2.5)}$$

$$\text{DARCY} = \frac{(1 \frac{\text{cm}^3}{\text{seg}}) (1 \text{ cp}) (1 \text{ cm})}{(1 \text{ cm}^2) (1 \text{ atm})}$$

Los yacimientos pueden tener permeabilidad primaria y permeabilidad secundaria. La primaria es también la referente a la permeabilidad de la matriz y se puede evaluar con el uso de la ley de Darcy

$$v = - \frac{K}{\mu} \times \frac{dp}{dL} \quad \dots \text{(ec. 2.6)}$$

donde:

- v = velocidad del fluido cm/seg
- μ = viscosidad del fluido cp
- dp/dL = gradiente de presión atm/cm
en la dirección del flujo.
- K = permeabilidad de la roca Darcys

La Ley de Darcy es aplicable bajo las siguientes condiciones; flujo laminar, lineal, horizontal, isotérmico, visco

sidad constante, espacio poroso con saturación 100% del mismo fluido, fluido incompresible.

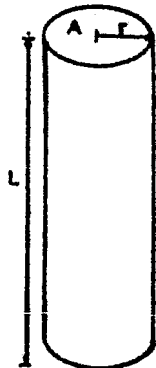
La permeabilidad secundaria es la que se presenta en -- los espacios o cavidades correspondientes a la porosidad secundaria, como son conductos capilares y fracturas.

La permeabilidad en conductos capilares (creados por la dolomitización):

En algunos yacimientos carbonatados, los efectos creados por la diagénesis, pueden hacer que la porosidad y permeabilidad se incrementen, disolviendo la matriz de la roca.

Para estimar la permeabilidad en los conductos capilares puede hacerse una combinación de la Ley de Poiseville para flujo capilar y la Ley de Darcy para flujo de líquidos en capas permeables. Craft y Hawkins' efectuaron un estudio sobre este problema, llegando a la siguiente discusión:

Supóngase un tubo capilar con las siguientes características:



- L longitud del capilar cm.
- r radio interior cm.
- A área transversal cm².

FIG: 2.4 Tubo capilar.

donde se hace fluir en régimen laminar un fluido de viscosidad (1 poise), abajo de la presión de rocío $P_1 - P_2$ - - - (dinas/cm²); como el fluido moja la pared del capilar, la velocidad de éste en la pared, se considera igual a cero, y en el centro del capilar la velocidad es máxima; siendo expresadas las fuerzas viscosas como sigue:

$$F = \mu A \frac{dv}{dx} \quad \dots \text{ (ec. 2.7)}$$



FIG: 2.5 Distribución de velocidades en un capilar.

donde:

$$\frac{dv}{dx} \quad (\text{cm/seg/cm})$$

el área lateral del capilar es $2\pi rL$ quedando la ecuación 2.7 como sigue:

$$F = \mu 2\pi rL \frac{dv}{dr} \quad \dots \text{ (ec. 2.8)}$$

Si el fluido no tiene aceleración, las fuerzas de inercia, más las fuerzas de viscosidad son iguales a cero. La --

Fuerza de Inercia es igual a la diferencia de presión - - -
 ($P_2 - P_1$) actuando ésta en el área transversal (πr^2), de esta
 manera nos queda:

$$\underbrace{\pi r^2 (P_1 - P_2)}_{\text{Fuerza de Inercia}} + \underbrace{\mu (2\pi rL) \frac{dv}{dr}}_{\text{Fuerza de Viscosidad}} = 0 \quad \dots \text{ (ec. 2.9)}$$

resolviendo por separación de variables

$$dv = \frac{-(P_1 - P_2) r dr}{2 \mu L} \quad \dots \text{ (ec. 2.10)}$$

integrando

$$\int dv = \frac{-(P_1 - P_2) r^2}{4 \mu L} + C \quad \dots \text{ (ec. 2.11)}$$

valuando la constante de integración para

$v = 0$ en $r = r_0$ se tiene finalmente:

$$v = \frac{(r_0^2 - r^2) (P_1 - P_2)}{4 \mu L} \quad \dots \text{ (ec. 2.12)}$$

La ecuación anterior indica que la velocidad del líquido en el capilar, varía en forma parabólica, siendo la velocidad máxima en el centro del tubo y la velocidad del fluido en la pared es igual a cero.

El gasto a través de un elemento dr es $dq = v dA$

Donde:

$$dA = 2\pi r dr \text{ o bien}$$

$$q = \int_0^q dq = \int_0^{r_0} v dA \quad \dots \text{ (ec. 2.13)}$$

quedando:

$$q = \int_0^{r_0} \frac{(r_0^2 - r^2)(p_1 - p_2)}{4\mu L} 2\pi r dr \quad \dots \text{ (ec. 2.14)}$$

Con la solución de la ecuación 2.13 se obtiene la Ley de Poiseville para flujo viscoso de líquidos a través de tubos capilares. De esta manera:

$$q = \frac{\pi r_0^4 (p_1 - p_2)}{8\mu L} \quad \dots \text{ (ec. 2.15)}$$

La Ley de Darcy para flujo lineal continuo, fluido incompresible define el gasto como sigue:

$$q = \frac{9.86 \times 10^{-9} k A (p_1 - p_2)}{\mu L} \quad \dots \text{ (ec. 2.16)}$$

donde:

A = área de flujo = πr^2 ; cm^2

k = permeabilidad; darcy

Combinando la Ley de Poiseville y la ecuación anterior se obtiene que la permeabilidad es igual

$$k = \frac{A r_o^2 (P_1 - P_2)}{8 \mu L} \times \frac{\mu L}{9.84 \times 10^{-9} A (P_1 - P_2)} \quad \dots \text{(ec. 2.17)}$$

quedando finalmente:

$$k = 12.7 \times 10^6 r_o^2 \quad (\text{darcy}); \text{ y } r_o \text{ (cm).}$$

Si el radio r_o está dado en pulgadas, la permeabilidad se puede calcular como sigue:

$$K = 80 \times 10^6 r_o^2 = 20 \times 10^6 D^2 \quad (\text{darcy}).$$

donde: D es el diámetro del capilar dado en pulgadas.

Por lo tanto el promedio de permeabilidad para este tipo de sistemas (matriz y conductos capilares) se obtiene con la siguiente relación:

$$\bar{k}_v = \frac{k_v N r^2 + k_b (A - N \pi r^2)}{A} \quad \dots \text{(ec. 2.18)}$$

donde:

k_v = permeabilidad del capilar; darcy.

N = número de capilares por sección.

A = Area transversal; pulg²
kb = permeabilidad de la matriz; darcy
r = radio del capilar; pulg.

PERMEABILIDAD EN LAS FRACTURAS.

La presencia de fracturas en los yacimientos incrementan la permeabilidad de las rocas de estos; es posible estimar dicha permeabilidad de las fracturas y el flujo a través de ellas, empleando el siguiente desarrollo, similar al que se presentó anteriormente para los tubos capilares.

Considerando la fractura como un prisma rectangular, -- tal y como se muestra en la figura siguiente:

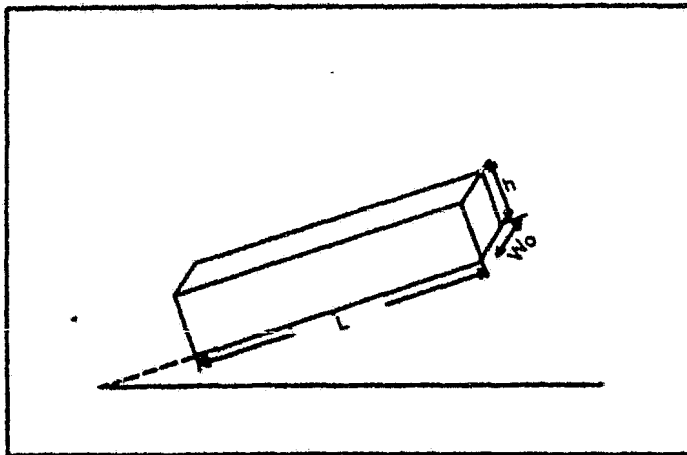


FIG: 2.6 Simulación de una
fractura.

W_o = ancho de la fractura.

h = altura de la fractura.

L = Longitud de la fractura.

Para este sistema, el área de la sección transversal, - por la cual fluye el líquido, es igual a W o h, a través de la cual actúan las fuerzas de inercia, donde dicha fuerza es causada por la diferencia de presiones (P₁ - P₂):

$$F = W_o H (P_1 - P_2); \text{ dinas} \quad \dots \text{ (ec. 2.19)}$$

La fuerza de viscosidad se representa por la Ley de Newton de la viscosidad:

$$F = \mu A \frac{dv}{dw} \quad \dots \text{ (ec. 2.20)}$$

donde: A es el área igual a hL. Si el fluido no tiene aceleración, las fuerzas de inercia más las fuerzas de viscosidad son iguales a cero.

$$(P_1 - P_2)wh + \mu hL \frac{dv}{dw} = 0 \quad \dots \text{ (ec. 2.21)}$$

separando variables e integrando

$$(P_1 - P_2) \int w dw = -\mu L \int dv \quad \dots \text{ (ec. 2.22)}$$

$$(P_1 - P_2) \frac{W^2}{2} = \mu L V + C \quad \dots \text{ (ec. 2.23)}$$

La constante de integración se evalúa con las condiciones siguientes:

$$V = 0; \quad W = W_0/2.$$

$$(P_1 - P_2) \frac{(W_0/2)^2}{2} = C \quad \dots \text{ (ec. 2.24)}$$

$$(P_1 - P_2) \frac{W_0^2}{8} = C \quad \dots \text{ (ec. 2.25)}$$

sustituyendo la ecuación anterior en la 2.23 obtenemos:

$$(P_1 - P_2) \frac{W^2}{2} = -\mu L V + (P_1 - P_2) \frac{W_0^2}{8} \quad \dots \text{ (ec. 2.26)}$$

$$(P_1 - P_2) \left(\frac{W^2}{2} - \frac{W_0^2}{8} \right) = -\mu L V \quad \dots \text{ (ec. 2.27)}$$

quedando:

$$\frac{(P_1 - P_2)}{\mu L} \left(\frac{W_0^2}{8} - \frac{W^2}{2} \right) = V \quad \dots \text{ (ec. 2.28)}$$

El gasto dq y el elemento dw es igual a $v dA$, donde el área (dA) está dada por $2hdv$; quedando:

$$q = \int_0^q dq = \int_0^{W_0} v dA \quad \dots \text{ (ec. 2.29)}$$

$$y: \quad q = \int_0^{w_0} \frac{(P_1 - P_2)}{\mu L} \left(\frac{w_0^2}{8} - \frac{w^2}{2} \right) 2hdw \quad \dots \text{(ec. 2.30)}$$

integrando:

$$q = \frac{w_0 A (P_1 - P_2)}{12 \mu L} \quad \dots \text{(ec. 2.31)}$$

Esta ecuación puede ser combinada con la Ley de Darcy, obteniendo la siguiente relación para la permeabilidad:

$$k = \frac{w_0^2 A (P_1 - P_2)}{12 \mu L} \times \frac{\mu L}{9.86 \times 10^{-9} A (P_1 - P_2)} \quad \dots \text{(ec. 2.32)}$$

$$k = 8.45 \times 10^6 w_0^2; \text{ darcy.}$$

w_0 debe estar en cms. Si el ancho de la fractura está en pulgadas, la ecuación anterior da como resultado:

$$k = 54 \times 10^6 w_0^2; \text{ darcy.}$$

Consecuentemente una fractura de 0.01 pulg. de ancho -- tendrá una permeabilidad igual a 5400 darcys o 5400,000 md.

Este valor tan grande de permeabilidad indica claramente, la importancia de la fracturas en la producción de yaci-

mientos con muy baja porosidad y permeabilidad primaria, los cuales pudieran ser no comerciales.

2.2 PROCESOS DIAGENETICOS.

Los procesos diagenéticos⁴⁰, son aquellos cambios que sufren las rocas en su textura y composición (excluyendo el metamorfismo) y son los siguientes: Compactación, Cementación, Recristalización y Dolomitización.

COMPACTACION.

Sucede cuando el peso de los sedimentos acumulados, presiona y junta las partículas minerales, reduciendo el espacio poroso y expulsando parte de su contenido de agua.

El cambio es generalmente despreciable en arenas, puesto que los granos ya descansaban en contacto sólido, cuando se depositaron; no sucediendo así, en los lodos finos, ya -- que estos al contener gran cantidad de agua (hasta 90% o más). las partículas de arcilla se encuentran suspendidas sin cohesión. Durante la transformación de este lodo a lutita, la mayor parte del agua es expulsada y el espesor original del lodo es reducido, con el tiempo, las partículas son prensadas -- fuertemente una contra la otra, adquiriendo así gran cohesión, dando con esto una resistencia a los sedimentos, con lo cual se transforman en roca.

CEMENTACION.

Proceso por el cual las partículas sueltas son petrifi-

cadras, por medio de la precipitación de materiales cementantes que llenan parcialmente los vacíos y unen a las partículas entre sí.

Los cementantes más comunes son: Carbonato de Calcio, - Sílice, Oxido de Hierro y el Yeso.

Cuando existen minerales de arcilla como las lodolitas, limolitas y algunas arenas impuras, estos forman una matriz entre las partículas gruesas y después de la compactación, - pueden formar un cementante efectivo.

Sin embargo en las arenas puras, los sedimentos permanecen sueltos, a menos que existiera algún material cementante que llenara parte de los huecos y uniera a los granos.

El CaCO_3 puede presentarse de las siguientes formas:

Como solución en el agua y es depositado directamente a los sedimentos y la otra es como derivado de fragmentos de conchas depositados.

El Sílice puede ser en parte suministrado por las aguas connatas, o bien de otras fuentes.

RECRISTALIZACION.

Después de sepultadas las partículas minerales menos es

tables, tienden a cambiar a formas más estables.

Las conchas formadas originalmente de aragonita (que es más soluble), pueden cambiar a calcita o bien, pueden simplemente disolverse lentamente, dejando solo moldes en los sedimentos. El material disuelto, puede ser entonces reprecipitado en fragmentos de calcita, los cuales construyen su propia forma cristalina o bien, puede ser depositado como cemento entre los granos de los sedimentos, reduciendo el espacio poroso y solidificando el depósito en roca.

DOLOMITIZACION.

La dolomitización es un proceso químico que afecta directamente a los carbonatos, pudiéndose presentar tanto en las rocas calizas ya consolidadas, como en los sedimentos aún sin consolidación. A la primera se le conoce como dolomitización post-depositacional y es la que se presenta más comúnmente. Consiste en un proceso mediante el cual se produce un cambio de volumen en la roca, resultante del remplazo del mineral calcita por dolomita, provocando con esto una variación en su porosidad.

Los estudios de porosidad en calizas dolomitizadas, han mostrado que en general ésta se incrementa en un rango aproximado del 15%, ocurriendo en este fenómeno la reacción química siguiente



El cambio de volumen para esta reacción es aproximadamente del 12.5% donde los espacios porosos generados por la reducción del volumen son relativamente largos, de distribución arbitraria y no son intercomunicados, encontrándose éstos en zig-zag y formando ángulos obtusos y agudos sobre las caras de la dolomita.

Por eso en las calizas, cuando la porosidad ha sido cubierta totalmente por material cementante, la dolomitización genera una nueva porosidad, sabiéndose que este fenómeno no produce desplazamientos mecánicos.

2.3 TIPOS DE YACIMIENTOS FRACTURADOS.

Los yacimientos naturalmente fracturados se pueden encontrar en casi todo tipo de rocas sedimentarias, así como en algunas rocas ígneas y metamórficas.

Los yacimientos fracturados, generalmente se encuentran en rocas calizas, dolomías y arenas; aunque no es de extrañarse la presencia de estos en lutitas y pedernales.

Los tipos de fracturas que pueden existir en los yacimientos, son mucho muy variados, se sabe que las fracturas por lo general son poco anchas, variando desde el grueso de un papel hasta 6 mm. o más; las otras dimensiones de las fracturas, varían considerablemente.

La existencia de fracturas se atribuye a 3 causas principales:

- A).- El diastrofismo, como en el caso del afallamiento y los plegamientos, el afallamiento tiende a generar rompimientos a lo largo de la línea de la falla, lo cual a su vez produce una zona de esfuerzos que provocan las fracturas.

- B).- La disminución del volumen de roca, como en el caso de las lutitas con la pérdida de agua o el enfria-

miento de las rocas ígneas y desecación de las rocas sedimentarias.

C).- La erosión causada por la sobrecarga de toda la columna de rocas, que permite a las capas superiores expanderse, levantarse y provocar fracturas en las formaciones inferiores.

A continuación se presentan algunos tipos de yacimientos naturalmente fracturados.

ARENISCAS FRACTURADAS.

El campo Spraberry¹⁰ en el oeste de Texas, es un ejemplo de este tipo de yacimientos, la estructura productora principal del campo es una trampa de un homoclinal, la cual posee una alta permeabilidad de fracturas. Este yacimiento está formado por capas alternas de areniscas, lutitas y calizas. La fig. 2.7 - muestra la columna estratigráfica tipo del campo Spraberry.

El aceite de este yacimiento se encontraba almacenado principalmente en la matriz de la roca y las fracturas que eran delgadas, actuaron como canales de conducción del aceite hacia los pozos, por lo cual se obtuvieron grandes producciones de crudo.

Otro yacimiento de este tipo está ubicado en Utah, espe

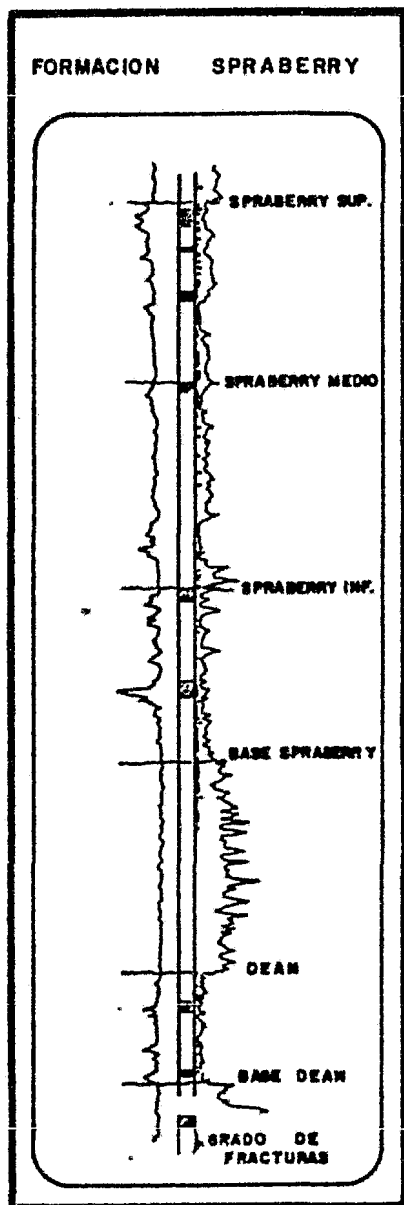


FIG: 2.7 Columna
estratigráfica del
Campo Spraberry.

cificamente en Altamont, de la cuenca básica de Uinta en los Estados Unidos; la producción de este yacimiento proviene de rocas del terciario. Al inicio de la explotación se obtenían producciones aproximadamente de 1000 bl/d, esto no es raro, para yacimientos de baja porosidad, aproximadamente entre 3 y 7 % y una permeabilidad menor a 0.01 md.

Además de existir en otras partes del mundo, se ha estudiado la presencia de fracturas en las arenas Oriskany entre Nueva York y Pennsylvania, dichas fracturas han provocado - que se obtengan altas producciones.

CARBONATOS FRACTURADOS:

Dentro de los yacimientos naturalmente fracturados, los carbonatos son los más comunes; calizas, dolomías y rocas intermedias entre ambas.

Daniel" proporciona una excelente descripción de tres yacimientos fracturados en medio oriente, el Ain Zalah y -- Kirkuk en Iraq y el Dukhan en Qatar. El primero es un yacimiento muy denso y de baja porosidad, sin embargo debido a la presencia de fracturas, éste puede tener altas tasas de producción durante algunos intervalos de tiempo.

La fig. 2.8 muestra la columna estratigráfica general del yacimiento, así como una vista en planta y del plano estructural del mismo.

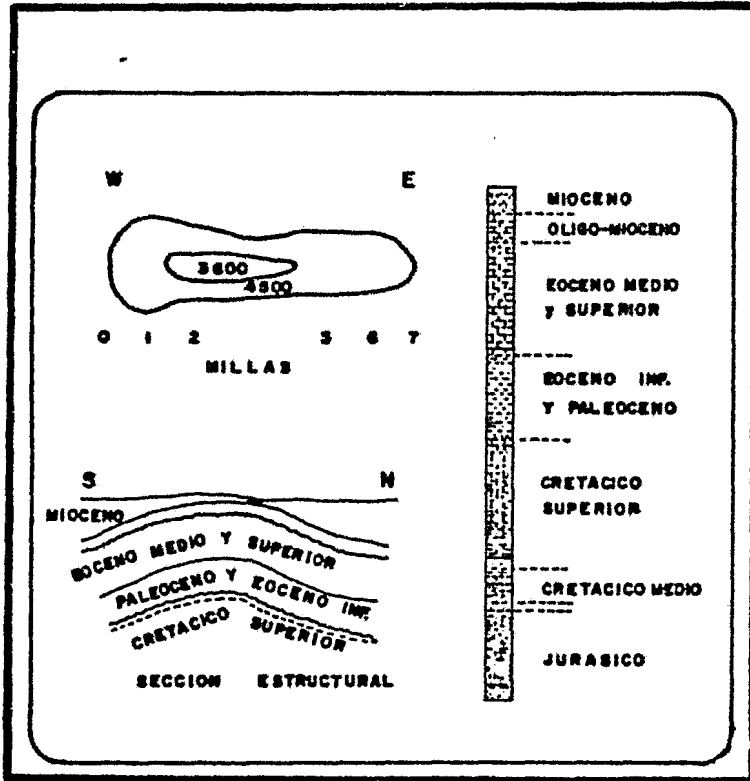


FIG: 2.8 Campo Ain Zalah en Irak.

Así mismo Daniel concluyó que posiblemente el aceite de este yacimiento haya emigrado hasta ahí a través de las fracturas proveniente de zonas mucho más profundas, formaciones posiblemente de edad Jurásica o del Cretácico.

Debido al alto grado de fracturamiento de la formación, Daniel indicó que a causa del drenaje existente en el yaci-- miento, éste posiblemente se hubiera podido explotar tan so- lo con 2 o 3 pozos perforados en la cima del yacimiento.

Por otro lado el yacimiento de calizas Kirkuk, es una formación con alto grado de porosidad y una permeabilidad -- que muestra grandes variaciones, las cuales dependen de la - litología; la fig. 2.9 muestra el plano estructural de los domos productores de este yacimiento.

Las fracturas de esta estructura son un poco más cerra- das pero más abundantes, debido a esto son pocos los pozos - que se localizan en la parte inferior de los domos, el espa- ciamiento entre pozos recomendado para este campo fué de 2 - millas, debido al alto grado de comunicación existente en el yacimiento.

El campo Dukhan de calizas tiene una permeabilidad y -- porosidad moderadas, y el grado de fracturas es menor al de los yacimientos anteriores, para la explotación de este cam- po, el espaciamiento entre los pozos fué mucho menor que en el campo anterior.

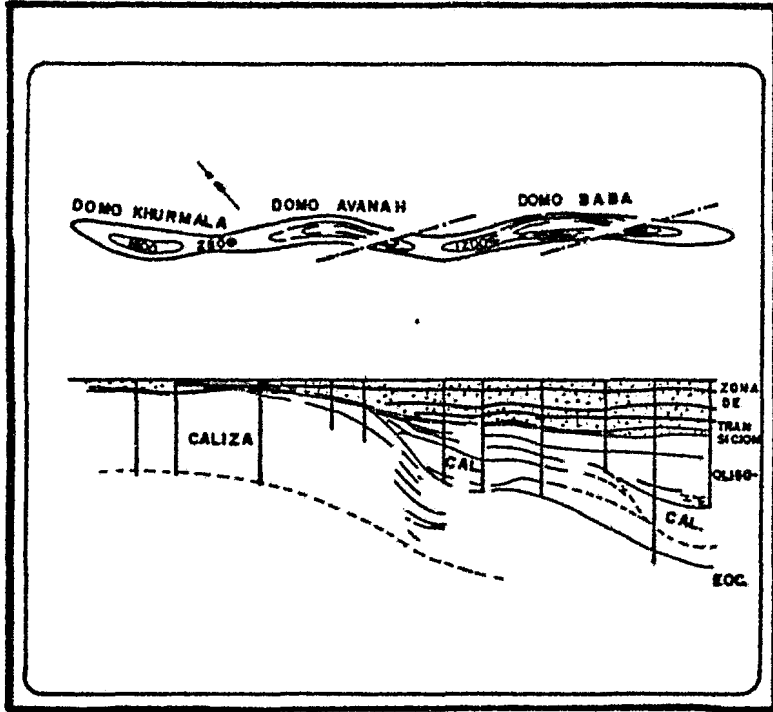


FIG: 2.9 Campo Kirkuk en Irak.

Existen otros yacimientos de calizas y dolomías fracturadas en el mundo, por ejemplo en Venezuela un yacimiento importante en este renglón, es el campo Mara - La Paz, en otros países también se han reportado grandes yacimientos muy importantes, donde la presencia de fracturas favorece la explotación racional de los campos.

En México también existen yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, ejemplos de ello son:

- La caliza Tamaulipas, que produjo aceite de 12.5 °API y promedios de producción hasta de 30,000 bl/d por pozo.

- Los yacimientos de la zona Sureste del país, concretamente en el área de Reforma, Chiapas. La formación productora es una caliza dolomítica del Cretácico, de baja porosidad primaria y muy buena permeabilidad secundaria, debido a la existencia de microfracturas y cavernas. La parte sur de este -- campo conocida como Sitio Grande^{1*}, fueron arrecifes, los cuales hicieron que aumentara la porosidad y la permeabilidad. Estas características se continúan al campo Sabancuy, localizado al sureste de Sitio Grande.

Las propiedades petrofísicas del campo en general son:

Porosidad.- 6-11%

Saturación de agua.- 20%

Permeabilidad.- 135 md.

El índice de productividad del campo fué:

156/m³ /día/kg/cm²

El intervalo de producción se localizaba entre:

4120 - 4147 mts.

En la mayoría de los campos presentados, se encontró -- que la permeabilidad era muy variable, debido a la heterogeneidad de las fracturas, esto trae como consecuencia que en algunas ocasiones la explotación de los campos no sea consistente, pues se han dado casos de pozos con 100 o 200 m. de separación entre sí, los cuales resultan uno con altas tasas de producción, mientras el otro pozo está seco; un ejemplo de esto se presenta en la caliza Tamaulipas.

LUTITAS Y PEDERNALES.

Se ha informado de la existencia de yacimientos de lutitas y pedernales que debido a la presencia de fracturas, estos han resultado económicamente explotables. Un ejemplo es un yacimiento de lutitas del Devónico en los Estados Unidos y Canadá, así como en la frontera México - Estados Unidos.

Así mismo se ha producido aceite proveniente de lutitas fracturadas en un campo petrolero del Estado de Colorado en Estados Unidos.

Regan¹¹ reporta el estudio de un yacimiento fracturado de pedernales y lutitas silíceas del Mioceno Superior, en el Valle de San Joaquín en California; el promedio de producción de este yacimiento oscila entre 200 y 1000 bl/d.

El estudio de este tipo de yacimientos toma importancia como una nueva fuente de producción que antes no se explotaba, siempre y cuando sea eficiente económicamente.

ROCAS IGNEAS Y METAMORFICAS.

En algunos casos la producción de aceite puede ser obtenida de rocas ígneas y metamórficas fracturadas. Smith¹² reportó la perforación de un pozo (1953) en una cuenca de rocas ígneas y metamórficas fracturadas en un campo de Venezuela, este pozo produjo 3900 bl/d a una profundidad de 8889 pies, dos años más tarde, el yacimiento estaba produciendo 80,000 bl/d de 29 pozos perforados en las mismas rocas fracturadas.

Así mismo, se tiene información sobre otros yacimientos de este tipo. Un yacimiento de Kansas, conocido como campo de Orth, de esta cuenca del Precámbrico, se obtuvo una producción arriba del millón de barriles en un año, proveniente de 16 pozos.

Por lo general, este tipo de yacimientos no son muy profundos.

También se reportó, que en el estado de California - -
(1948) se produjo un promedio de 15,000 bl/d de aceite, lo -
cual representó el 1.5% del total de la producción del esta-
do en ese año y este crudo fué obtenido de un yacimiento de
rocas ígneas fracturadas.

III

**"DETERMINACION DE LAS PROPIEDADES
PETROFISICAS".**

3.1 METODOS DIRECTOS.

La búsqueda de información más apegada a la realidad, - ha provocado la necesidad de crear técnicas e instrumentos - que nos permitan conocer de una forma directa las rocas acumuladoras de hidrocarburos, con el fin de determinar sus propiedades y características que conducen a un mejoramiento en el desarrollo y explotación de los campos.

El análisis de núcleos es la técnica más directa y común, con que se cuenta, pues ésta nos permite tener una parte de la roca en superficie, dándonos con esto una idea más clara del yacimiento y de sus condiciones, para que posteriormente a través de análisis y correlaciones, actuemos de una manera más acertada para el estudio y explotación del yacimiento.

3.1.1 ANALISIS DE NUCLEOS.

Los núcleos son muestras de roca de formaciones en estudio, que se obtienen en forma directa durante la perforación de los pozos.

Aunque el núcleo en sí, representa un pequeñísimo volumen de roca comparado con lo que es un yacimiento, podemos sin embargo obtener información válida y correlacionar ésta con los resultados que se obtienen en otras pruebas, como -- son los registros de pozos o pruebas de presión.

Por ejemplo: en un yacimiento cilíndrico de 400 mts. de diámetro y 2 mts. de profundidad, un núcleo de 1 metro de -- largo por 4 pulgadas de diámetro, representa tan solo el -- $12.7 \times 10^{-5}\%$ del volumen total de roca del yacimiento.

Los núcleos de yacimientos con sistemas de doble porosidad, nos sirven para identificar fracturas, pues éstas son -- fácilmente observables. El problema radica en saber distin-- guir cuando dichas fracturas son inducidas al cortar el nú-- cleo o son naturales.

Para esto Sangree^{1*} ha sugerido varios métodos o crite-- rios, que nos permiten diferenciar dichas fracturas.

Una fractura puede ser natural:

- A).- Si se observa que a lo largo de la superficie de la fractura existe material cementante. (Teniendo cuidado en que los cristales que están sobre la superficie de la fractura, no sean de halitas depositadas por la evaporación de fluidos del núcleo o algún otro material depositado durante la perforación).
- B).- Si la fractura está atrapada en la muestra, esto es que la fractura está apareciendo por un lado, (puede ser la base de un núcleo) y por el otro lado no aparezca o bien, que esté totalmente encerrada entre ambos lados.
- C).- Si se encuentran planos paralelos de fracturas en una muestra sencilla.
- D).- Si existen superficies de deslizamiento sobre la fractura (ranuras de fricción). Este es un criterio difícil de verificar, por lo que deberá usarse con cuidado; desafortunadamente las superficies de deslizamiento inducidas durante la perforación, se presentan con frecuencia, particularmente en lutitas semiplásticas o margas perforadas a profundidades someras.

Para reconocer una fractura inducida durante la perforación, se cuenta con los siguientes indicios:

- A).- No se presentan residuos de hidrocarburos o mineralización a lo largo de la superficie de la fractura.
- B).- Las fracturas inducidas generalmente rompen el núcleo en 2 partes iguales.
- C).- Las fracturas inducidas presentan un ángulo muy marcado en toda la extensión del núcleo.
- D).- Las fracturas inducidas presentan frecuentemente - una ligera notación a lo largo del eje del núcleo. En la figura 3.1 se muestran diferentes fracturamientos en núcleos.

El análisis de núcleos, es un factor importante en la - evaluación de formaciones, pero presenta sus complicaciones tratándose de yacimientos naturalmente fracturados, pues las mismas fracturas, pueden hacer que el núcleo pierda su estado original en que fué muestreado. Para evitar ésto se han creado técnicas e instrumentos de muestreo adecuado.

Kelton¹⁸ hizo un estudio de saturaciones, permeabilidades y porosidades en el campo fracturado Fullerton, con varios grupos de muestras, en los que analizó el núcleo entero, así como a la matriz. Los resultados demostraron que la porosidad secundaria, posee una gran capacidad de almacenamiento, además que la permeabilidad que se presenta es muy alta.



Fractura
inducida
durante
la
perforación



Junta
Natural



Fractura natural.

FIG: 3.1 Diferentes fracturamientos en núcleos.

Para el análisis de porosidad en núcleos con fracturas y/o fisuras, Locke y Bliss¹⁷ presentaron una técnica, la -- cual permite evaluar directamente la porosidad correspondiente a las fracturas y a la existente en la matriz. (Esta técnica ha sido utilizada por Pirson al evaluar las 2 porosidades).

El método consiste esencialmente en cubrir las fractu-- ras (fisuras o cavernas) con una cinta adhesiva, antes de -- sumergir la muestra en agua dentro de una cámara de presión; posteriormente se inyecta agua, controlando el volumen que -- penetra a la muestra, de manera simultánea llevando el registro de presión. En la figura 3.2 se muestran los resultados obtenidos. La gráfica nos indica que entre "o" y "Vf", el --

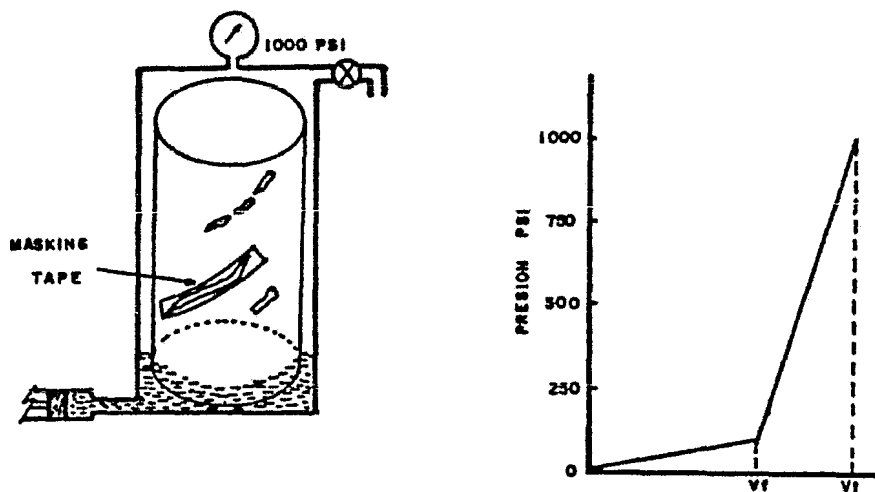


FIG: 3.2 Método de Locke y Bliss para la medi-- ción de porosidades.

agua invade los poros mayores de las fracturas y/o fisuras y en consecuencia no existe un incremento drástico de presión.

Cuando la porosidad secundaria está saturada por el - - agua, ésta empieza a penetrar en los poros de la matriz, incrementando en forma pronunciada la presión, donde V_t es el volumen total de poros y es igual al volumen total de agua - inyectada, V_f es el punto de rompimiento o cambio de pendiente en la gráfica, llamado también "coeficiente de partición" que fué definido por Pirson¹⁸ de la siguiente forma:

$$V = \frac{V_f}{V_t} = \frac{V_f}{V_f + V_b \phi_b}$$

donde:

V_f = volúmen de fracturas.

V_b = volumen de roca (matriz).

ϕ_b = porosidad de la matriz.

Este coeficiente representa el % de la porosidad, que - corresponde a las fracturas donde, para efecto de este análisis, es necesario que la muestra no presente fluido alguno en sus poros, (muestra seca) y que tenga el tamaño adecuado para ser utilizada en el aparato. (figura 3.2.).

En el campo Fullerton se encontró que para un grupo de muestras con sistema de fracturas limitado, el coeficiente

de partición era igual a .39, lo que indica que de cada 100 cm³ de poros, 39 cm³ corresponden a fracturas.

3.2 METODOS INDIRECTOS.

Debido a que un núcleo nos provee de tan sólo una pequeñísima parte de roca de la formación, ha sido necesario mejorar técnicas indirectas para conocer de una manera precisa -- las variaciones y propiedades de las formaciones a medida -- que aumenta la profundidad.

Los registros geofísicos, cámaras fotográficas y empacadores inflables, son algunas de las técnicas indirectas (además de las pruebas de presión), que nos permiten conocer las características físicas y químicas de las rocas a través de la medición de parámetros como son: la resistividad, y conductividad eléctrica, la radioactividad, porosidad, densidad, etc. Así mismo podemos conocer también detalles de la cementación de tuberías, defectos de éstas, volúmenes de producción, etc.

En este capítulo nos abocaremos a la interpretación de registros utilizados en la detección de fracturas en yacimientos, así como algunas propiedades importantes en este tipo de formaciones. Se presentan además el uso de cámaras fotográficas y empacadores inflables.

3.2.1 CAMARAS FOTOGRAFICAS.

Dentro de los métodos indirectos para la obtención de información de los yacimientos, existe el uso de cámaras fotográficas. La información obtenida por medio de éstas es la siguiente:

- A.- Desviación del pozo de la vertical.
- B.- Orientación direccional de sistema de fracturas inducidas o naturales.
- C.- Información directa del límite de capas.
- D.- Tipo de roca.
- E.- Tamaño y forma del agujero.

Dempsey y Hickey¹⁸ describen el uso de una cámara de 16 mm. para el estudio de pozos de gas, que fueron fracturados artificialmente; cerca de 600 fotografías pueden ser tomadas en una sola corrida dentro del pozo. La orientación de las fotografías se logra por medio de un compás magnético, cada fotografía cubre un intervalo aproximado de 2 1/2 pies.

Jensen y Ray¹⁹ describen el uso de una cámara estereoscópica de 35 mm. con un rango óptico similar a la cámara anterior, pero sin el uso del compás magnético.

Estas fotografías proporcionan mayor información acerca de las condiciones del pozo, además de que abarcan una superficie mayor de las paredes del agujero. Este tipo de cámaras

operan satisfactoriamente en fluidos visualmente claros, como gas seco, agua o salmuera arriba del 60% de saturación y toma aproximadamente 260 fotografías.

Mullins²⁴ describió una versión modificada de esta cámara que incluye un empacador y medios para reemplazar los fluidos opacos del pozo por agua clara, lográndose así la obtención de fotografías de pozos que estuvieran llenos de lodo o aceite, el resultado final es el mismo que se obtiene con las cámaras antes mencionadas, aproximadamente son 20 las fotografías que se pueden tomar, cuando se tiene agua clara antes de que sea contaminada con los fluidos del pozo.

Kotyakhov y Serebrennikov²⁵ describen un segundo tipo de cámara de 35 mm. para utilizarla solamente en pozos con fluidos visiblemente claros. Esta cámara es presionada contra la pared del pozo y una porción de su superficie aproximadamente 2 1/4 pulgadas cuadradas es fotografiada, obteniéndose una cantidad considerable de detalle a través de estas fotografías; con esta cámara se pueden obtener 240 exposiciones en una sola corrida.

Briggs²⁶ describe un sistema de televisión de pozo que permite ver los resultados inmediatamente, la cámara de TV. que se introduce al pozo, mira perpendicularmente a la pared de éste por medio de un espejo colocado a 45°. El espejo es girado alrededor de un eje vertical, lo cual permite examinar la superficie completa de la pared del pozo, las imágenes

nes son obtenidas en la superficie donde son grabadas, ya sea en fotografías o en cintas magnéticas. Un compás magnético se enfoca al estar filmando, lo cual permite orientar las imágenes.

Como ya se ha comentado, existen restricciones para el uso de estas cámaras, tal como el que los pozos se encuentren llenos de un fluido visiblemente claro (gas seco, agua, etc.), así como las presiones y temperatura de trabajo no deben excederse de 4000 psi y 200 °F respectivamente. Los problemas usuales de la fotografía también son aplicables a este tipo de técnicas, tales como la limpieza de lentes y el enfoque a diferentes diámetros y profundidades.

Existe otra herramienta conocida como BHTV[®] (Borehole - televiewer). El BHTV proporciona información directa de las propiedades físicas del agujero, originalmente esta herramienta fué desarrollada para conocer las fracturas en la pared del pozo; sin embargo ha servido para resolver algunos problemas relacionados a la evaluación de formaciones y la inspección de pozos. Para poder evaluar pozos fracturados, no solo nos debemos basar en el análisis de núcleos o exclusivamente en la interpretación de registros geofísicos usuales, ya que sólo nos proporcionarán información cualitativa (hablando de registros como el de resistividad o radioactivo, sin incluir los que se verán en el tema siguiente). Además de que no se obtiene información acerca de la orientación de las fracturas, los núcleos si lo hacen, pero tienen las des-

ventajas antes mencionadas. El BHTV da respuestas cualitativas y cuantitativas acerca de la condición del pozo, mostrando en su interpretación la orientación de las fracturas. Una gran ventaja del BHTV es que el pozo puede no estar lleno de fluidos visiblemente claros, sino que puede tener algún otro fluido para ser corrido, siempre y cuando sea el mismo en toda su extensión. Este instrumento permite obtener una fotografía acústica en la superficie, producida por un analizador ultrasónico rotativo; dicha fotografía es una representación de la pared del pozo, como si hubiera sido cortado y extendido verticalmente. La herramienta es orientada respecto del norte magnético. Cualquier cambio físico en la pared del pozo, se muestra en la intensidad de la fotografía, de esta manera, las fracturas, deformaciones o cavernas, son captadas por el registro.

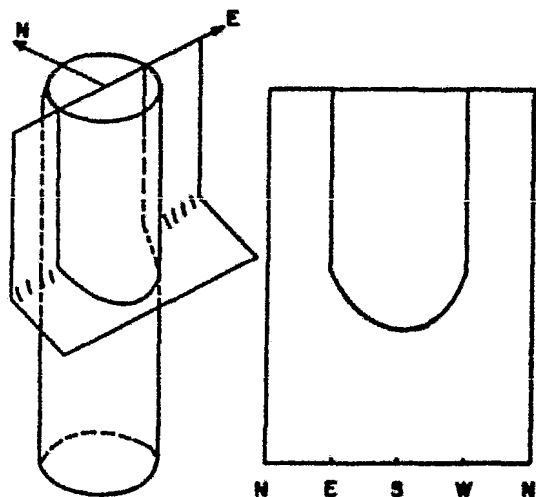


FIG. 3.3 Vista isométrica del plano de una fractura y su representación en el BHTV.

En la figura 3.3 se muestra una vista isométrica del corte que hace una fractura a un pozo y el resultado que se obtendría del BHTV.

La escala vertical corresponde a la profundidad del pozo y la horizontal es el azimuth de la pared del agujero.

La fractura ilustrada es vertical en la parte superior e inclinada en la parte inferior. En el BHTV la parte vertical de la fractura es representada por dos líneas rectas, la porción curvada del BHTV, representa la fractura inclinada - desviada de la vertical.

En la vista isométrica, la fractura corta la pared del pozo en dirección Este - Oeste y en el registro también aparece dicha información, pues cada línea tiene su asignación en cuanto al rumbo.

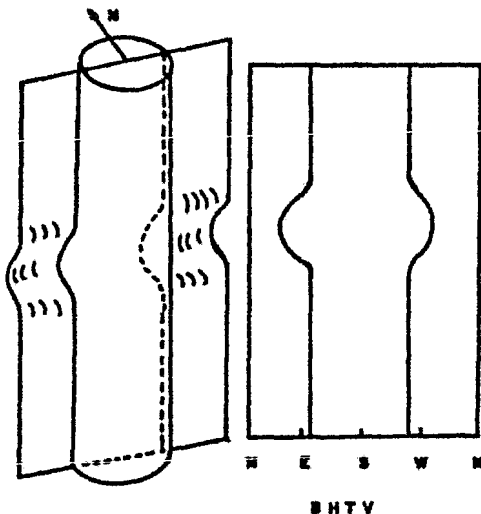


FIG: 3.4 Fractura irregular y su representación en el BHTV.

En la figura 3.4 se muestra la representación de una fractura vertical con una ligera irregularidad, en el BHTV la línea izquierda representa la fractura que se registra en la cara Este del agujero, se aprecia notoriamente que en la cara Oeste aparece la misma línea, solo que refle

jada, como si en el centro estuviera un espejo, este comportamiento representa un parámetro importante de identificación en la interpretación de fracturas, ya que está indicando una continuidad de éstas a través del pozo.

Esto es muy útil para saber diferenciar las fracturas de posibles raspones que pudiera tener la pared del pozo causados durante la perforación, con fracturas que atraviesan al agujero.

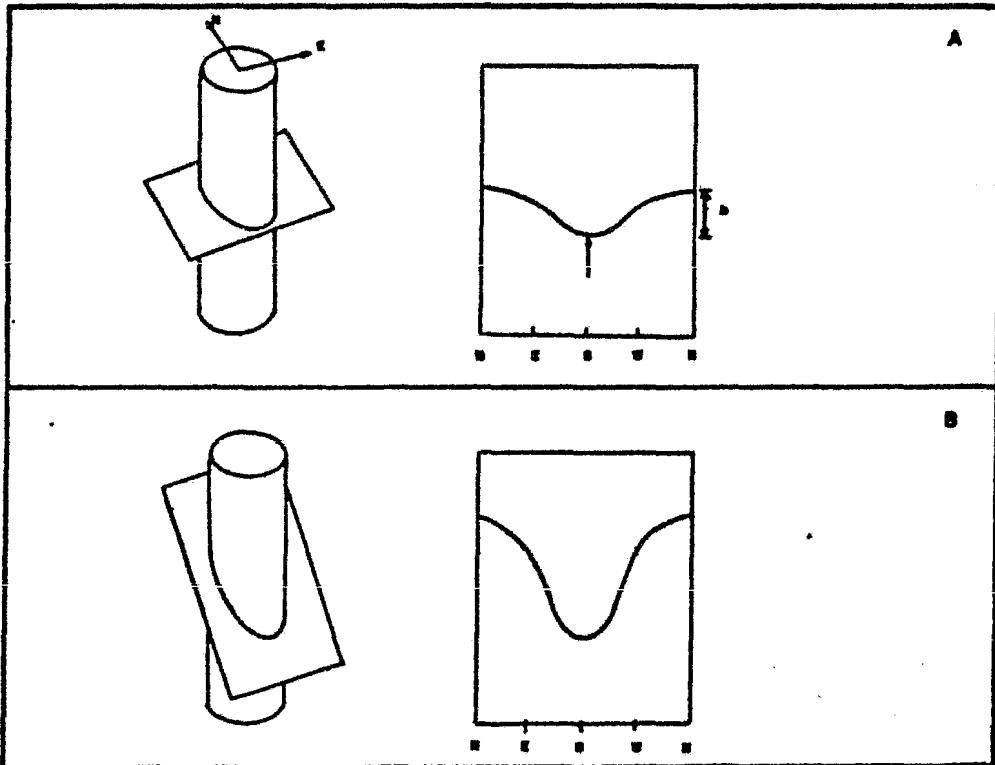
Al perforar los pozos, éstos cruzan planos de fracturas en todas direcciones; verticales, horizontales, inclinadas. Las verticales y horizontales se identifican fácilmente en los registros, mientras que para interpretar las fracturas inclinadas es necesario tomar en cuenta su comportamiento en el BHTV. Una vista isométrica de una fractura inclinada junto con su BHTV es mostrado en la figura 3.5, la característica principal que se obtiene en la fotografía, es una curva sinusoidal, donde siempre se tendrá un punto máximo y un mínimo. El azimuth que indica el punto mínimo (señalado por una flecha en la misma figura), es el rumbo del echado de la fractura. Cuando el echado aumenta, la sinusoidal se estrecha y se alarga, tal como se aprecia en el registro mostrado en la figura 3.6, donde el plano de la fractura se encuentra más inclinado que el de la figura 3.5.

Un ejemplo claro de una fractura con echado pronunciado se obtiene del registro tomado a un pozo de la formación

Spraberry del oeste de Texas, ilustrado en la, figura 3.7 dicho pozo tiene fracturas inducidas hidráulicamente.

Observando el intervalo entre 7040 y 7072 (pies) se aprecia la fractura claramente, teniendo su punto mínimo aproximadamente entre 7070 y 7072 (pies) con un azimuth sur. El punto máximo se encuentra ubicado con un azimuth a 180º (norte).

Es necesario conocer el diámetro del pozo (d) que en este caso es de 5 pulgadas, así como la longitud vertical (h) que abarca el plano de la fractura en el pozo, siendo para el ejemplo, $h = 32$ pies, con estos datos podemos conocer la magnitud del echado de la fractura.



FIGS: 3.5 (A) y 3.6 (B)

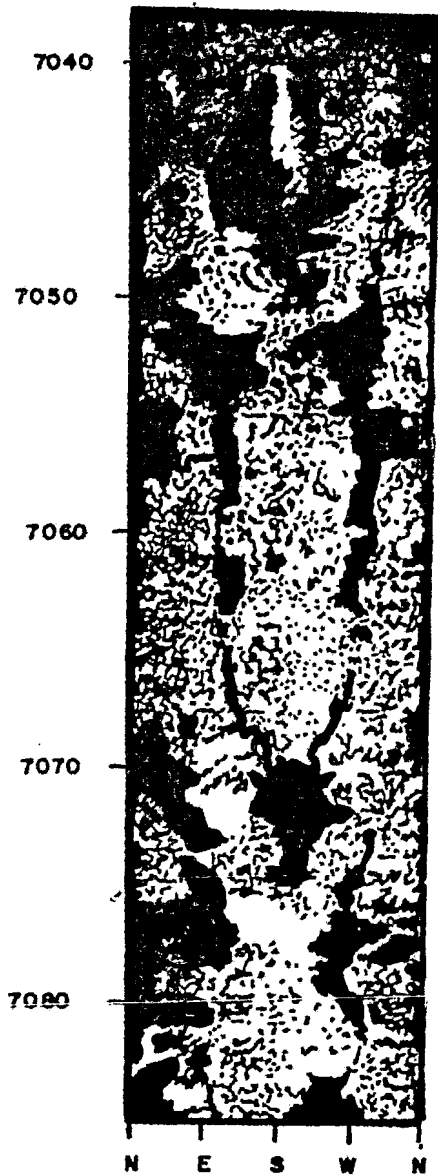
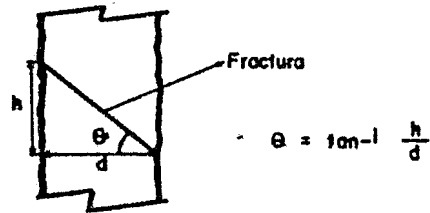


FIG: 37 Registro BHTV en la formación Spraberry.

Con una simple operación trigonométrica, obtenemos el ángulo (θ) del echado.



El BHTV consta de un instrumento de fondo e instrumental de superficie. El instrumental de fondo es una sonda que lleva un motor para hacer girar a un transductor piezoeléctrico, el cual emite ondas sonoras (2000 pulsos por segundo) para poder recorrer la pared del pozo. Así mismo lleva un magnetómetro que es el que mide el campo magnético terrestre, lo cual nos sirve para orientar las imágenes tomadas. Varios circuitos electrónicos son los que se encargan de procesar la señal reflejada de la pared del pozo, para ser utilizado en la superficie.

El BHTV se basa en el principio de reflexión de ondas sonoro

ras en diferentes superficies; esto es que las ondas se reflejan mejor y por lo tanto se captan con mayor intensidad en superficies lisas que rugosas, en paredes duras que en blandas, también es mejor la percepción, si dichas superficies son perpendiculares y no oblicuas a la dirección de transmisión de los pulsos, esto permite que todos los detalles de la pared del pozo sean recibidos en la superficie y se manifiesta en la intensidad de las ondas registradas, lo cual permite confiar en el BHTV.

Aunque existen límites de presión y temperatura para el uso del BHTV., la sonda puede operarse continuamente a 300°F, ya que los componentes electrónicos no operan satisfactoriamente en condiciones rudas de trabajo.

El diámetro de la sonda que se utiliza en la práctica es de 27/8 de pulgada y la longitud es de 11 pies; la velocidad normal de operación es de 15 pies por minuto.

EMPACADORES INFLABLES.

En ocasiones la detección de fracturas se ha llevado a cabo mediante el uso de empacadores inflables de caucho; que marcan en sí mismos las condiciones en que se encuentra la pared del pozo.

Fraser y Petit²⁸ reportaron el uso de estos empacadores para conocer la orientación de las fracturas en un yacimiento de areniscas en los Estados Unidos. Convinieron en utilizar un empacador no muy suave, pero suficientemente duro para obtener buena información (impresión) y que no sufriera modificaciones al extraerlo, dicho empacador se infla a determinada presión y permanece así durante un intervalo de tiempo.

La figura 3.8 muestra el equipo utilizado por Fraser y Petit. Este empacador permanece inflado aproximadamente durante 12 horas. Posteriormente es desinflado, quedando grabada la impresión de la pared del pozo; lista para su interpretación.

Con este empacador se corre un instrumento adicional -- junto al empacador, para poder orientar las interpretaciones realizadas.

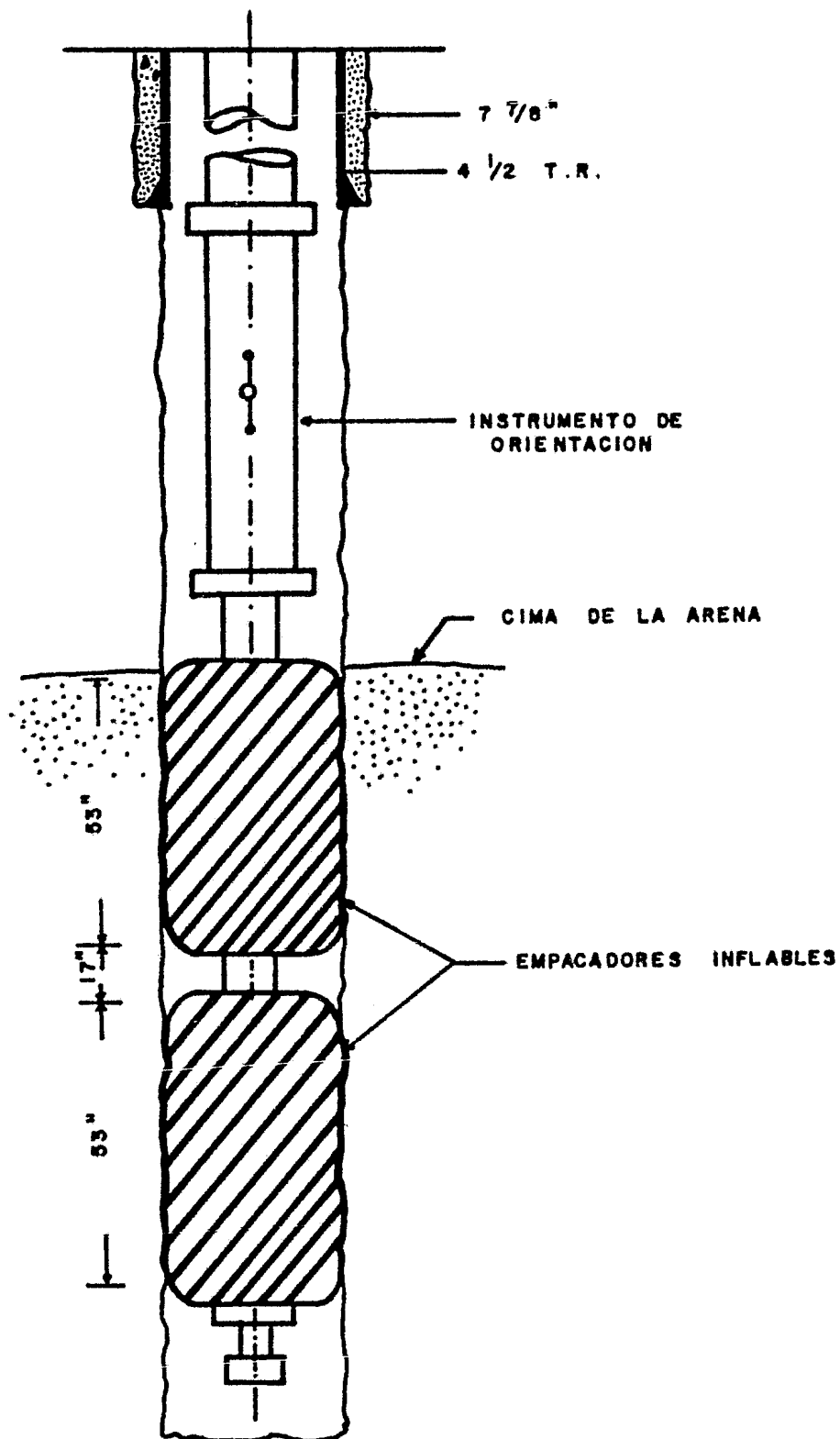


FIG: 3.8 Empacador Inflable.

**3.2.2 "REGISTROS GEOFISICOS DE PO-
ZOS".**

3.2.2.1 REGISTRO SONICO DE AMPLITUD.

El registro sónico de amplitud ha sido utilizado en los yacimientos para la detección de fracturas.

Cuando se corre la herramienta, se identifican 4 tipos de ondas (figura 3.9).

Las ondas que presenta el registro son:

- 1).- Onda compresional.
- 2).- Onda de corte, (cizallamiento).
- 3).- Onda del fluido.
- 4).- Onda de baja velocidad.

Las ondas compresionales son aquellas que se propagan - en sentido paralelo a la dirección del desplazamiento de onda, es decir; que lo hacen del mismo modo que las partículas de un cuerpo cuando este se sujeta a un esfuerzo de compresión, siendo posible su propagación en los 3 estados de la materia.

Las ondas de corte son las que se propagan en sentido - perpendicular a la dirección del desplazamiento de la partícula.

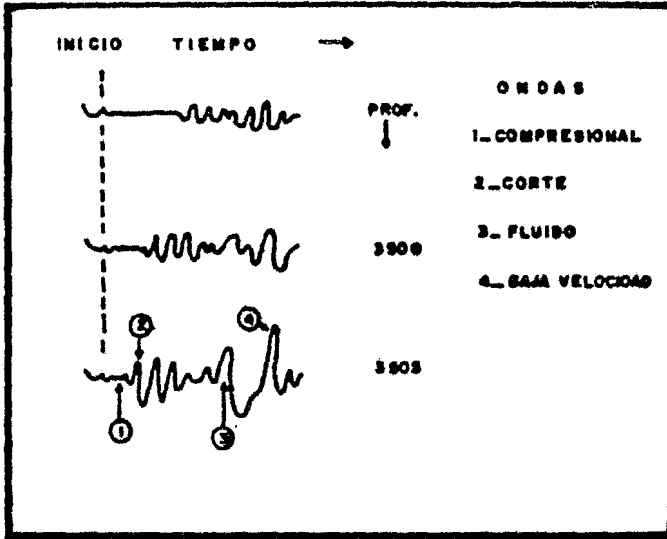


FIG: 3.9 Cuatro tipos de ondas generadas por el registro sónico de amplitud.

Mientras la onda compresional es atenuada con la presencia de fracturas verticales y echados pronunciados; la onda de corte, parece ser más sensible a las fracturas horizontales o de bajo ángulo de inclinación, además de que la amplitud de onda desaparece debido a la falta de acoplamiento acústico entre el sólido y el fluido; sin embargo la experiencia ha indicado que este último comportamiento no es totalmente aceptado, ya que cambios de amplitud tan grandes como los causados por fracturas, pueden ser debidos a variaciones en la litología o en la centralización de la herramienta al tomar -

el registro.

Generalmente para evitar el efecto de descentralización de la herramienta, este registro se corre simultáneamente con otro indicador, que nos permite saber lo centrado que está la sonda en el pozo. En la figura 3.10 se presentan reducciones en la amplitud del registro, debido a la descentralización de la herramienta y no a la presencia de fracturas.

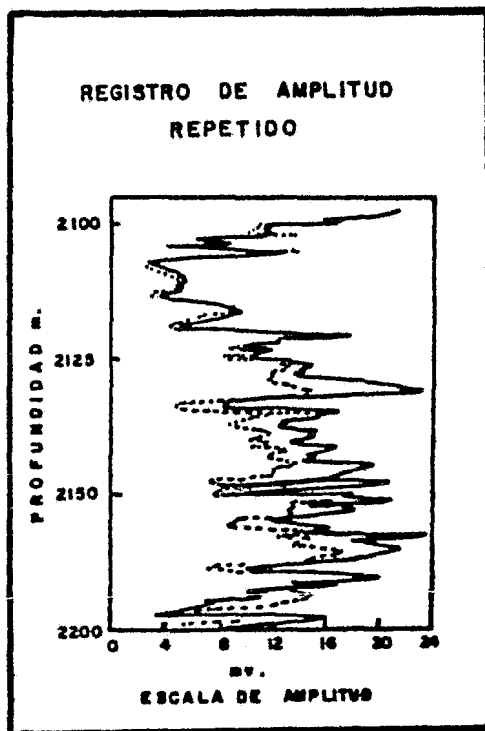


FIG: 3.10

La figura 3.11 presenta contrastes de velocidad de onda, mostrando además en el registro, intercalamiento de fracturas considerables.

En el registro, la menor amplitud de corte de - - - - -
7784 - 7860 pies, indica fracturamiento horizontal. Los inter-
valos de baja amplitud de compresión están entre - - - - -
7770 - 7832 pies, indicando fracturas verticales.

El fracturamiento vertical más extenso ocurre de - - - - -
7846 - 7856 pies y de 7860 - 7866 pies, siendo indicado por -
las amplitudes de compresión muy bajas.

En la tabla 3.1 se muestra una comparación del regis-
tro sísmico de amplitud con el análisis de núcleos efectuado
en esos intervalos.

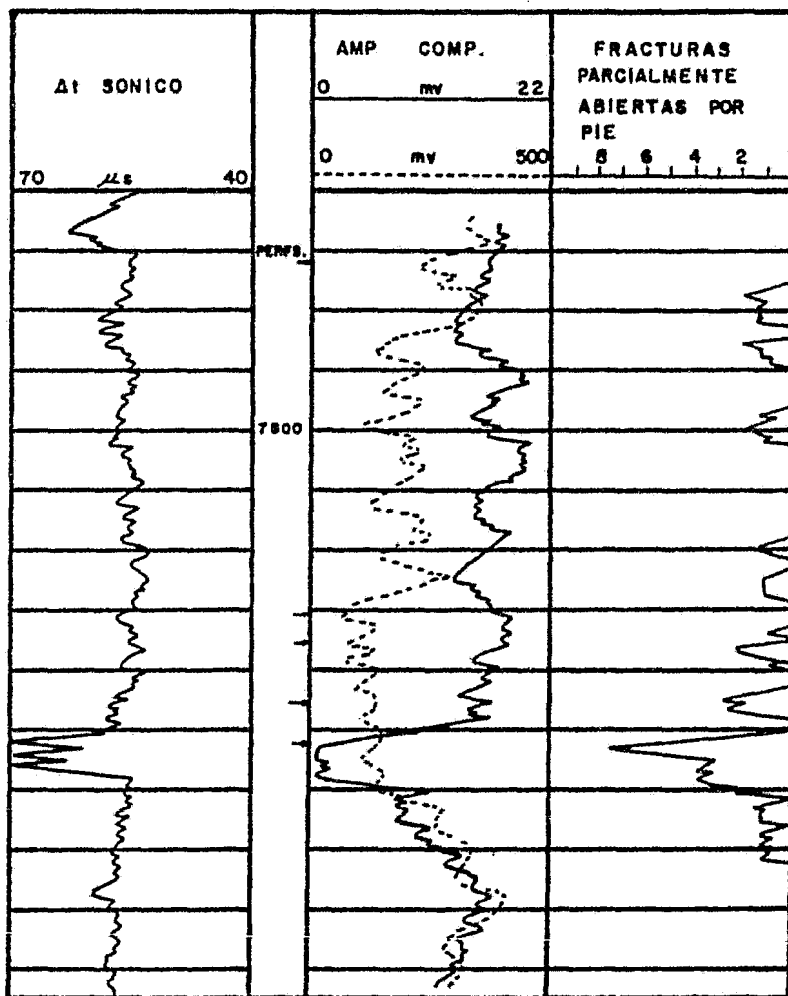


FIG: 3.11 Cambios de amplitud de velocidad de compresión y cizallamiento frente a una formación intercalada y fractura.

TABLA 3.1 COMPARACION DE REGISTROS Y
ANALISIS DE NUCLEOS."

Profundidad del Intervalo en Pies.	Interpretación del Registro.	Descripción del Análisis de núcleos.
7784 - 7860	Fracturas Horizontales.	Fracturas Horizontales diseminadas de - - - - 7784 - 7786, 7802-7804, 7810-7823, 7840-7842, pocas manifestaciones diseminadas de aceite o gas.
7770 - 7832	Fracturas verticales diseminadas	Fracturas Verticales diseminadas de 7770-7790, 7795-7800, 7808, 7818-7838.
7846 - 7858	Extensas fracturas verticales.	Muchas fracturas verticales de línea capilar acompañadas por porosidad y buenas manifestaciones de aceite y gas.
7860 - 7866	Fracturas Verticales.	Fracturas Verticales - sin manifestación de gas o aceite.

3.2.2.2 REGISTRO DE INTENSIDAD O DENSIDAD VARIABLE.

El registro de densidad variable (VDL*) o también llamado microsismograma,** tiene como objetivos el proveer información acerca de las condiciones de cementación de las tuberías de ademe, así como el detectar la posible presencia de fracturas en la formación.

En la figura 3.12 se muestran esquemáticamente los 3 pasos principales para la obtención de un registro de densidad variable.

Supóngase la sonda del registro estacionada a una cierta profundidad dentro del pozo; al enviar una señal de sonido a través del trasmisor, ésta se obtendría por medio de un receptor, mostrándose en un osciloscopio la señal del tren de onda, como lo indica la parte A de la figura 3.12. Las amplitudes de onda de los picos de los medios ciclos positivos se convierten en una señal luminosa, cuya intensidad es proporcional a la amplitud de onda, como se ilustra en la sección B de la misma figura.

Convencionalmente las zonas de mayor intensidad aparecerán más oscuras que las de intensidad más baja, con matices

*Marca comercial Schlumberger.

** Marca comercial Welex.

diversos entre estos dos extremos.

Las amplitudes de los picos de los medios ciclos negativos, también se convierten en señal luminosa y aparecerán como áreas claras, donde las áreas intermedias tendrían mati--ces color gris, indicando amplitudes de onda negativas meno--res.

Si la formación fuera de naturaleza uniforme se obten--drían franjas claras y oscuras al mover la sonda, como se --muestra en la parte C.

En la interpretación del registro VDL. para detectar zonas fracturadas, éste considera 3 tipos de ondas: la de com--presión, de cizallamiento (corte) y la del lodo.

El tiempo de cambio de las ondas de compresión a cizallamiento, se puede reconocer por la interferencia entre la úl--tima onda de compresión y la primera onda de cizallamiento, esto puede ser debido a un incremento en el tiempo de tránsito.

La onda del lodo viaja aproximadamente a 950 seg/pie y es constante, sin embargo este tiempo de llegada puede cam--biar ligeramente debido a que puede o no estar en fase con --la última de las ondas de cizallamiento.

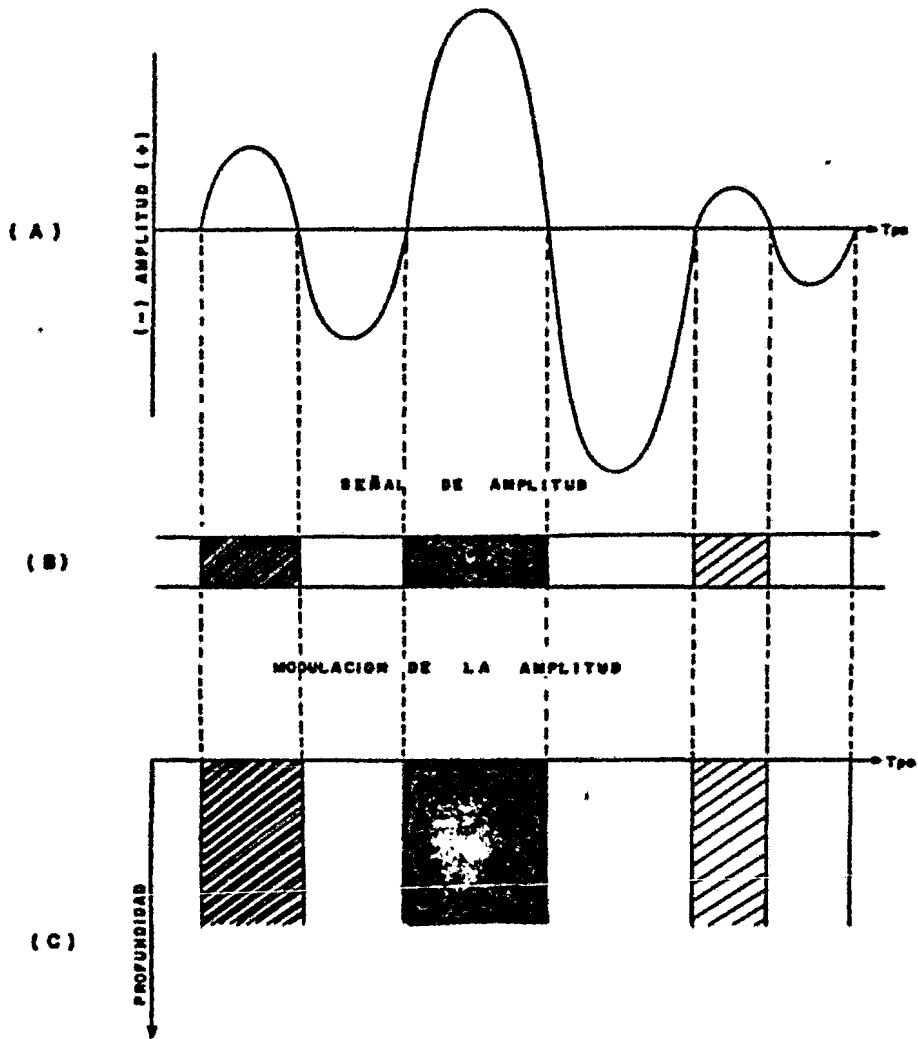


FIG: 3.12 Generación de un registro de densidad variable.

La amplitud de onda completa generalmente es función de la relación del diámetro del agujero al diámetro de la herramienta; así si la onda del fluido es pequeña, el agujero es pequeño, si el agujero es grande la onda es grande.

Los cambios en la señal recibida se deben unicamente a efectos en la formación, cuando el tren de onda es regular y las ondas de compresión y cizallamiento son de gran amplitud, significa que la formación es homogénea, sin discontinuidades de densidad en el camino que recorre la señal del transmisor al receptor, existiendo solo interferencia entre cambio de ondas.

Cuando existe variación en la densidad de la formación, se producen llegadas de onda en fase o fuera de fase, resultando interferencias en el tren de onda; si la variación en la densidad es de tipo vertical en una fractura aislada de una matriz homogénea, se dá lugar a variaciones en el tren de onda durante el camino de la sonda, reflejando claras interferencias; por el contrario cuando bajo las mismas condiciones el cambio de densidad tiene una posición horizontal, la señal acústica se fleja en el registro como un claro patrón en forma de "W".

La figura 3.13 muestra un ejemplo de un registro de intensidad tomado en una caliza, la cual fué nucleada a la mis

ma profundidad en que fué tomado dicho registro. En el registro se aprecia una fractura vertical de un pie a la profundidad indicada por la flecha, donde la fractura corresponde a un rompimiento drástico en la banda del registro.

Cuando las fracturas no existen, el registro da la impresión de ser una columna de bandas verticales.

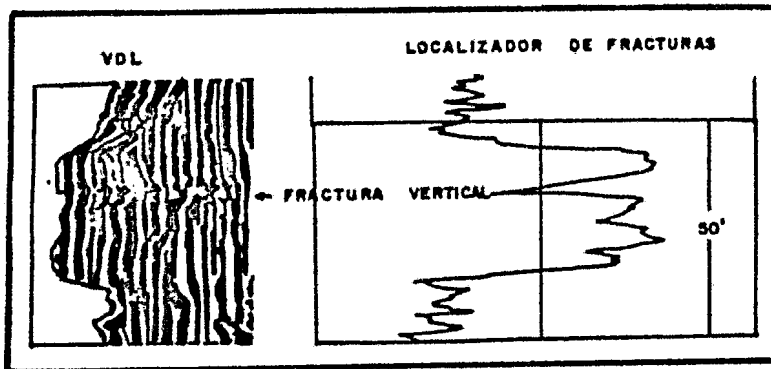


FIG. 3.13 Muestra de un registro VDL en una caliza, junto con un localizador de fracturas en núcleos.

En la figura 3.14 se presenta un ejemplo del "VDL" en una formación de calizas. La sección de 4500 m. - 4512 m., muestra una formación sin fracturas con porosidad primaria,

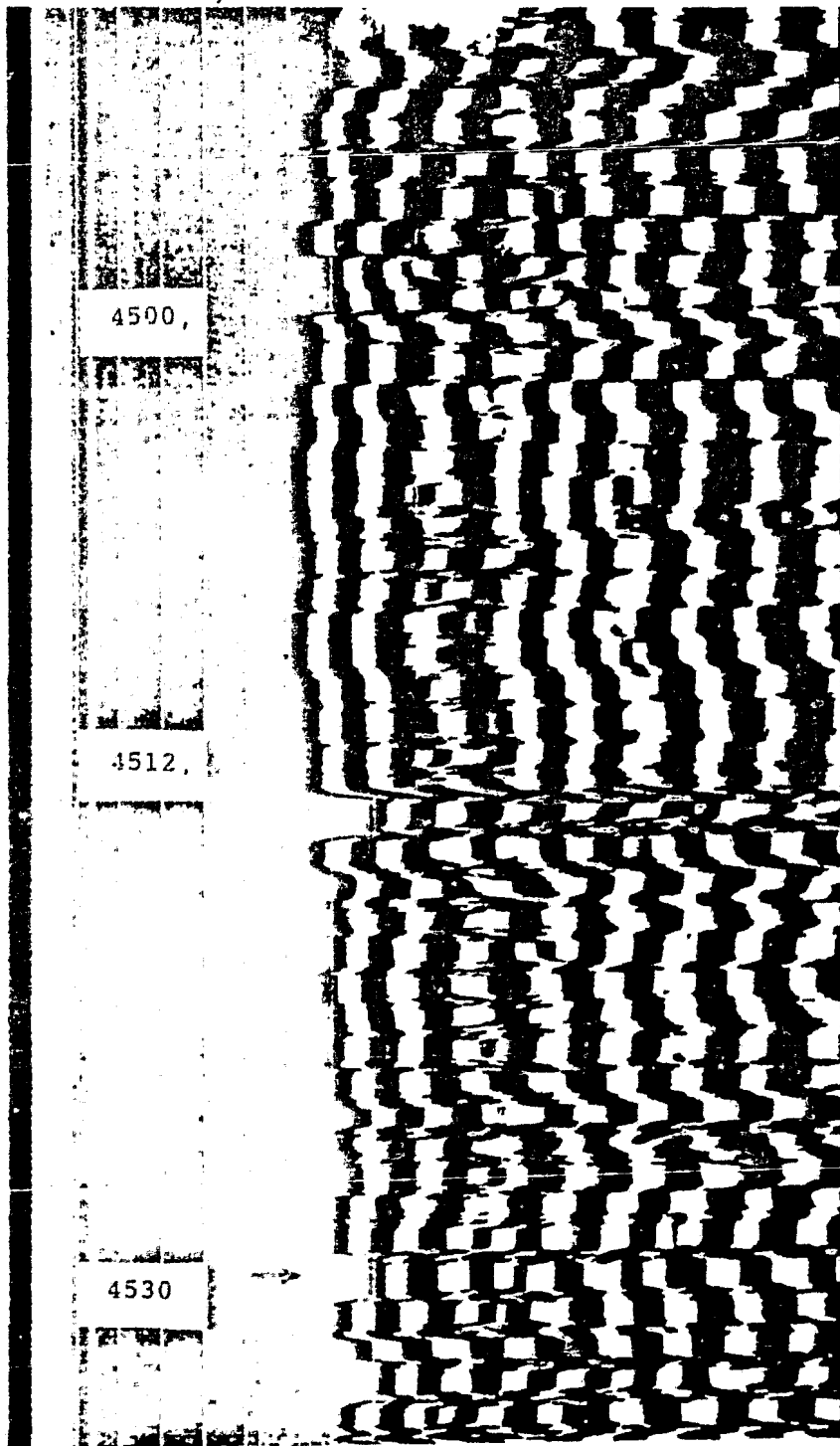


FIG: 3.14 Registro VDL en una formación de caliza.

Pozo Mora 1. Tabasco.

a los 4530 m. las bandas sufren un rompimiento indicando la posible presencia de fracturas.

El VDL puede proveer de información cualitativa, cuando se encuentra con la presencia de fracturas, sin embargo los resultados de este registro, se ven afectados por otros factores como la centralización de la herramienta, el espaciamiento entre transmisor y receptor, el tamaño del agujero, - cambios de litología, la rugosidad del pozo, las fracturas y las capas, así como la presencia de porosidad vesicular.

3.2.2.3 REGISTRO DE CORRIENTE ENFOCADA. (2IL-LL8).

El Laterolog 8 es un registro de corriente enfocada, el cual fué diseñado con la finalidad de evitar los inconvenientes que presentan los registros convencionales de resistividad, como cuando en el pozo hay lodos muy conductores y/o capas muy delgadas. Este registro opera bajo el principio de forzar la corriente del electrodo radialmente dentro de la formación, como si fuera una delgada lámina de corriente la que penetrara. De esta manera se disminuyen los efectos del agujero y de las capas circundantes.

El registro 2IL-LL8 genera en una sola corrida de la herramienta, una curva de potencial espontáneo y tres curvas de resistividad de tipo enfocado, donde dos de ellas son de inducción con un radio de investigación profundo y medio y la tercer curva es una normal corta, con un radio de investigación somero o cercano al pozo, (ver figura 3.15).

El registro indica la presencia de fracturas, si la curva del LL8 da valores de resistividad menores a la curva de inducción. El LL8 está enfocado de tal forma que proporciona muy buena información vertical, teniendo para ésto un espaciamiento muy corto entre electrodos, lo que le permite responder a formaciones muy inclinadas o bien a fracturas verticales - cuando éstas están llenas de filtrado con resistividad menor

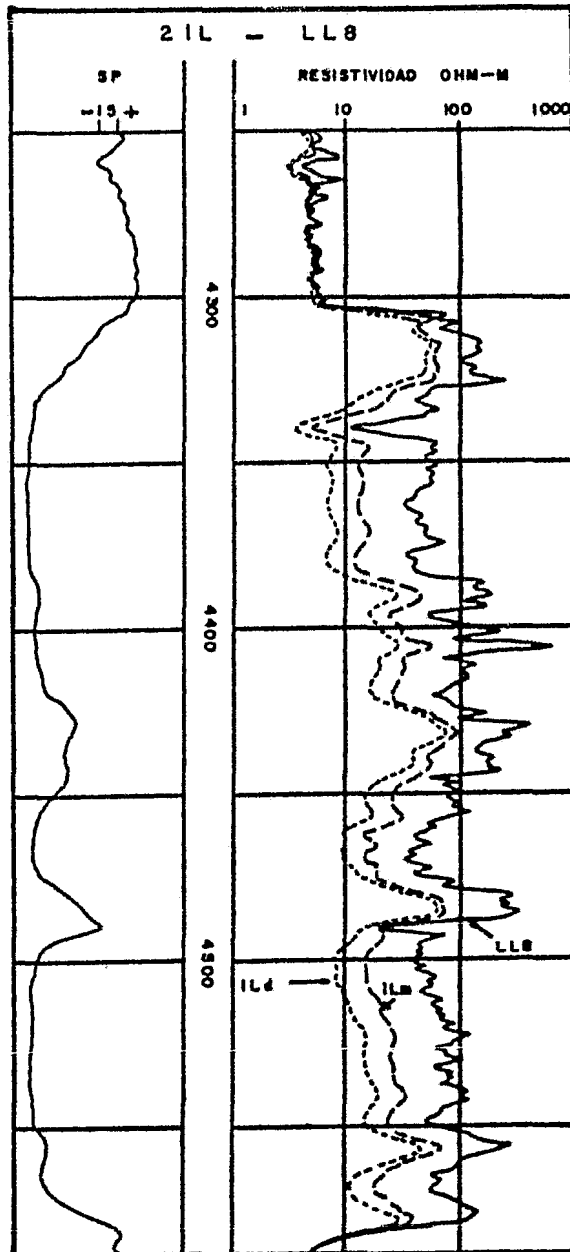


FIG: 3.15 Ejemplo de un registro de
doble inducción - Laterolog 8

a la formación.

$$R_{mf} < R_t$$

El registro de inducción lee la conductividad horizontal, la cual se presenta como el inverso de la resistividad, consecuentemente la presencia de fracturas en la pared del pozo, puede ser detectada si el Laterolog 8 indica una resistividad menor que la presentada en el registro de inducción.

La figura 3.16 muestra un ejemplo de una zona fracturada (ashurada) la cual fué localizada con el registro 2IL-LL8.

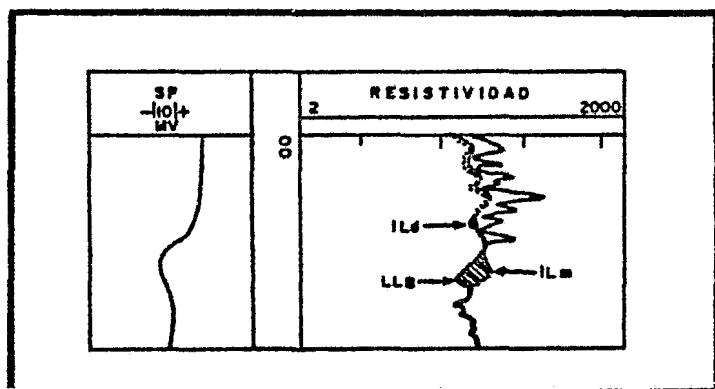


FIG: 3.16 Respuesta del registro 2IL-LL8 frente a una fractura.

El registro de inducción depende de las corrientes inducidas, las que por lo general se transmiten en forma horizontal, apreciándose que la curva del registro se ve desprecia-

blemente afectada por la conductividad de las fracturas verticales llenas de fluido; por lo tanto, este método debe usarse con mucho cuidado debido a que la relación R_{mf}/R_w , la resistividad del fluido en las fracturas, las dimensiones de la fractura, la porosidad, el tamaño del agujero y la litología, afectan al método y pueden conducir a resultados erróneos.

3.2.2.4 COMBINACION DE DOS REGISTROS DE POROSIDAD.

La combinación del registro sónico con el registro de - neutrón o el de densidad, puede indicar la presencia de frac turas.

Este método se basa en que el registro sónico de porosi-
dad (BHC*) obtiene información de la porosidad de la matriz
de la roca (porosidad primaria) y el registro de neutrón - -
(CNL*) o el de densidad (FDC*) dan resultados de la porosi-
dad total de la roca. Así, la diferencia entre las porosida-
des leídas por el registro sónico y el neutrón o de densidad,
correspondería al valor de la porosidad secundaria.

El registro sónico de porosidad o velocidad acústica --
(fig. 3.17) mide la velocidad del sonido en la formación.

Cuando se activa el transmisor la onda acústica viaja a tra-
vés de la columna de lodo, entra en la formación, regresa a
la columna de lodo y se registra en los receptores.

La velocidad en la formación (Δt) se determina mediante
la diferencia en el tiempo de arribo de la onda a los dos re
ceptores. Por lo tanto lo que se registra es el tiempo de re

*Marca Comercial Schlumberger.

corrido, el cual es el recíproco de la velocidad, (la unidad de medición es $\mu\text{seg}/\text{pie}$). El tiempo de recorrido del sonido en la formación es principalmente función de la litología y de la porosidad. En general a mayor densidad o consolidación, corresponderá un menor tiempo de recorrido y por otro lado, un aumento en el tiempo de recorrido indica un incremento en la porosidad.

La porosidad se determina de la forma siguiente:

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} \quad \dots \text{ (ec. 3.2)}$$

donde:

Δt	lectura del tiempo de tránsito directo del registro.	$\mu\text{seg}/\text{pie}$.
Δt_m	tiempo de tránsito en la matriz	$\mu\text{seg}/\text{pie}$
Δt_f	tiempo de transito en el fluido, (generalmente se usa el valor de 189 $\mu\text{seg}/\text{pie}$.)	

Los valores de Δt de las diferentes matrices y fluidos, se encuentran tabulados en la literatura.

Normalmente la porosidad secundaria no se registra, pues el sonido tiene una vía directa en la matriz de la formación.

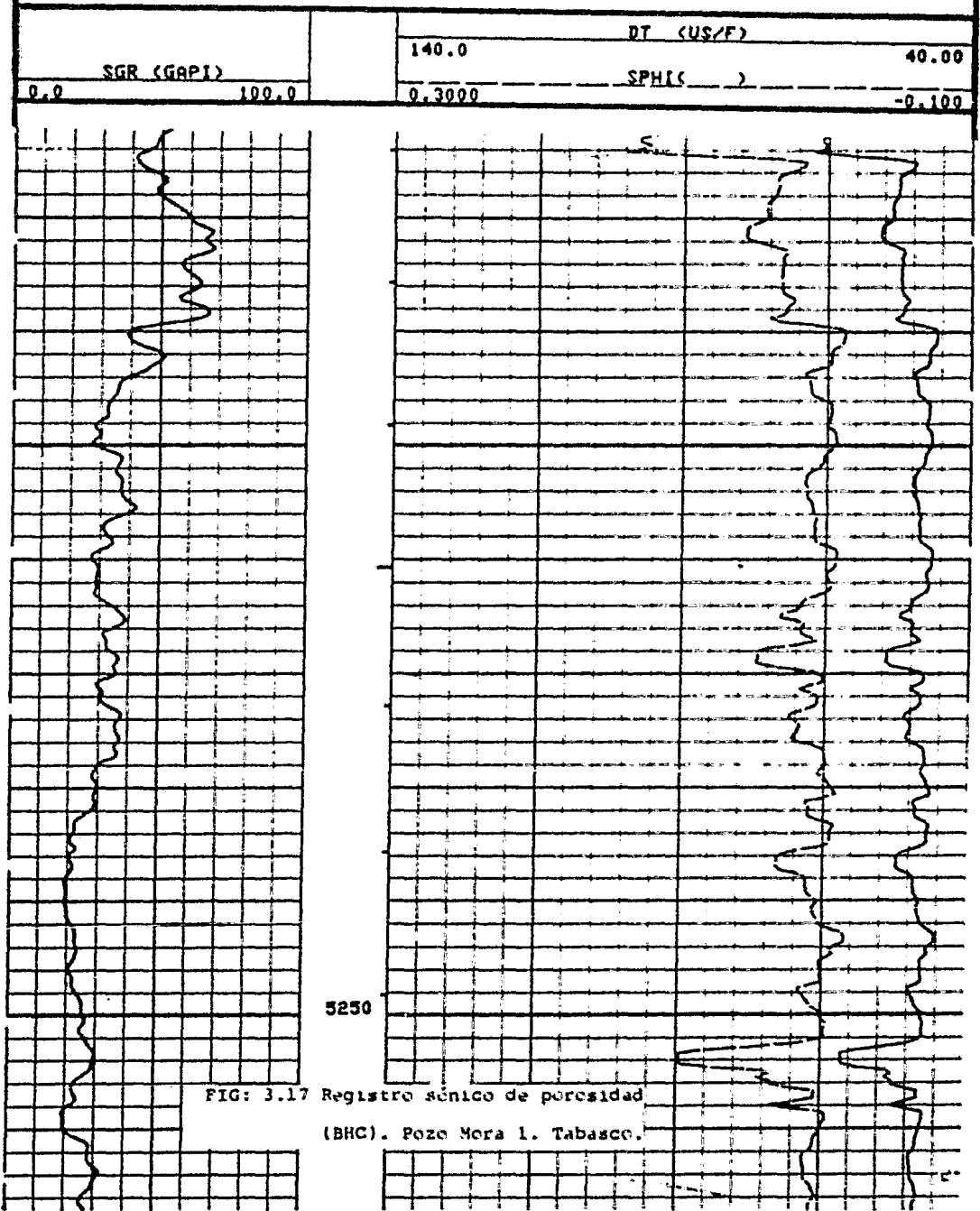


FIG: 3.17 Registro sónico de porosidad (BHC). Pozo Mera 1. Tabasco.

Este registro Sónico presenta en el carril izquierdo la curva de rayos gamma, en el carril central la profundidad y en el carril derecho dos curvas; una se refiere al tiempo de tránsito Δt y la otra curva es el cálculo de la porosidad de la roca, obtenido del valor de Δt leído en la curva anterior, considerando que la matriz de la roca fuera caliza en toda su extensión, (algunas veces se calcula esta curva con el valor de matriz de arena), por lo que el valor de porosidad indicado por dicha curva, está dado en unidades de porosidad (p.u.) y no quiere decir que sea el valor real de la porosidad existente en la formación, ya que dicho valor debe corregirse -- por litología, explicándose con esto los valores negativos de porosidad, que presenta el registro.

El registro de Densidad Compensado (fig. 3.18) mide la densidad de los electrones en la formación, mediante una --- fuente química de rayos gamma y dos receptores sellados de - dichos rayos. El número de electrones que puede transmitirse de la fuente a los receptores es proporcional a la densidad de la formación.

Para la mayor parte de los minerales que se encuentran en la exploración petrolera, la densidad de los electrones - es igual a la densidad total de la formación. En las forma-- ciones con densidad baja (alta porosidad), la mayor parte de los rayos gamma producidos por la fuente, llegan hasta el re

ceptor y pueden ser contados: a medida que aumenta la densidad (disminuye la porosidad) menos rayos llegan al receptor. Puesto que se conocen la mayoría de las densidades de los minerales de las rocas sedimentarias, así como la de los fluidos de los poros, la relación entre la densidad de la formación y la porosidad, se expresa como sigue:

$$\phi = \frac{\rho_m - \rho_t}{\rho_m - \rho_f} \quad \dots \text{ (ec. 3.3)}$$

donde:

ρ_m = densidad de la matriz gr/cc.

ρ_t = densidad de la formación gr/cc.

ρ_f = densidad del fluido gr/cc.

Las densidades promedios de las diferentes litologías se presentan en la tabla 3.2.

TABLA 3.2

TIPO DE MATRIZ	DENSIDAD gr/cc.	TIPO DE FLUIDO	DENSIDAD gr/cc.
ARENA, ARENISCA	2.65	Agua Fresca	1.0
ARENA CALCAREA	2.68	Agua Salada (100 000 ppm)	1.1
CALIZA	2.71	Aceite y gas	0.7
DOLOMIA	2.87	Gas	0.1 - 0.3
ANHIDRITA	2.92		

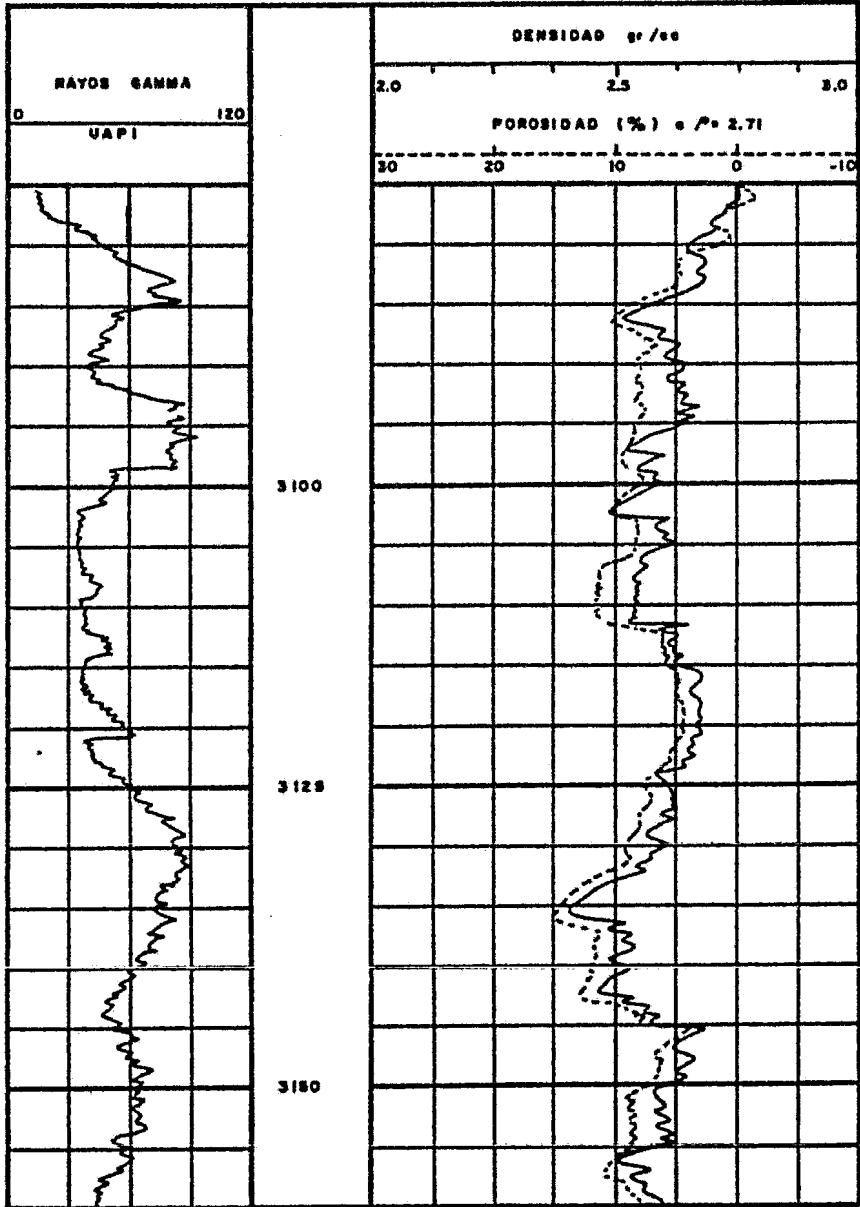


FIG: 3.18 Registro de densidad compensado.

La curva de porosidad se presenta computada para una matriz de caliza ($\rho = 2.71$ gr/cc.) al igual que en el registro neutrón.

El registro de neutrón (fig. 3.19) es una medición de la radiación inducida en la formación. Esta inducción se obtiene bombardeando la formación con neutrones que se mueven a gran velocidad. Los neutrones son partículas electricamente neutras cuya masa se aproxima a la del núcleo de hidrógeno. Cuando los neutrones, veloces se emiten en una fuente química dentro del instrumento de registro penetran la formación densa en forma más fácil que las partículas con cargas eléctricas, además de que sufren una menor pérdida en la cantidad de energía o velocidad. Sin embargo, cuando un neutrón choca con uno de los núcleos de Hidrógeno (cuya masa es aproximadamente igual del fluido en los poros, el neutrón perderá casi la mitad de su energía.

Después de alrededor de 20 choques con los núcleos de hidrógeno, la velocidad térmica del neutrón se habrá reducido tanto que será capturado facilmente por cualquiera de los elementos presentes en la formación.

Los neutrones así capturados emiten un rayo gamma de origen secundario.

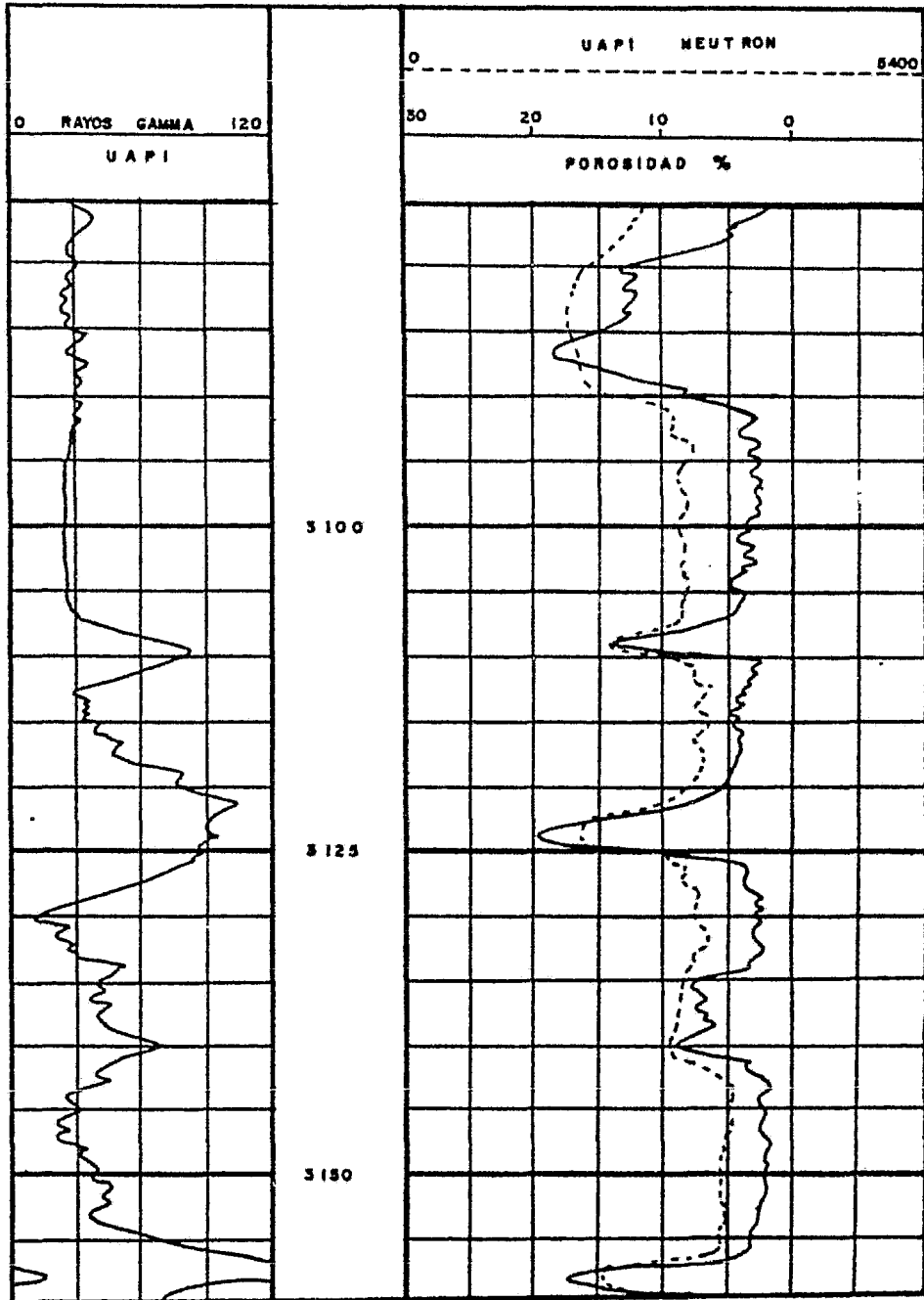


FIG: 3.19 Registro neutrón compensado.

Existen diferentes tipos de detectores de neutrones, -- unos miden los neutrones cuya velocidad está escasamente por encima de la de captura, otros a los neutrones con velocidad igual a la de captura y finalmente otros miden la radiación gamma a la captura. Cada uno de estos instrumentos responde a la cantidad de hidrógeno presente en la formación.

Debido a que la diferencia en la concentración de hidrógeno en aceite y agua es mínima, los registros de neutrón -- son una medición del volumen de fluido en los poros. Si se -- identifica un gran número de neutrones, ello indica una poro-- sidad baja y viceversa.

Se debe tener en cuenta que las lutitas presentarán una porosidad muy alta, debido a el agua asociada y que las zonas gaseosas contienen un porcentaje bajo de hidrógeno.

La figura 3.20, muestra las respuestas de los registros sónico, neutrón y densidad en una formación de Argentina; las rocas son anhidritas con porosidad secundaria, se aprecia -- que el tiempo de tránsito Δt permanece aproximadamente cons-- tante en casi todo el intervalo, mientras la densidad de la roca decrece de 2.97 a 2.83 gr/cm³ y la porosidad neutrónica (ϕ_N) se incrementa de 0 a 4 %.

Existen 4 problemas fundamentales al utilizar las combi

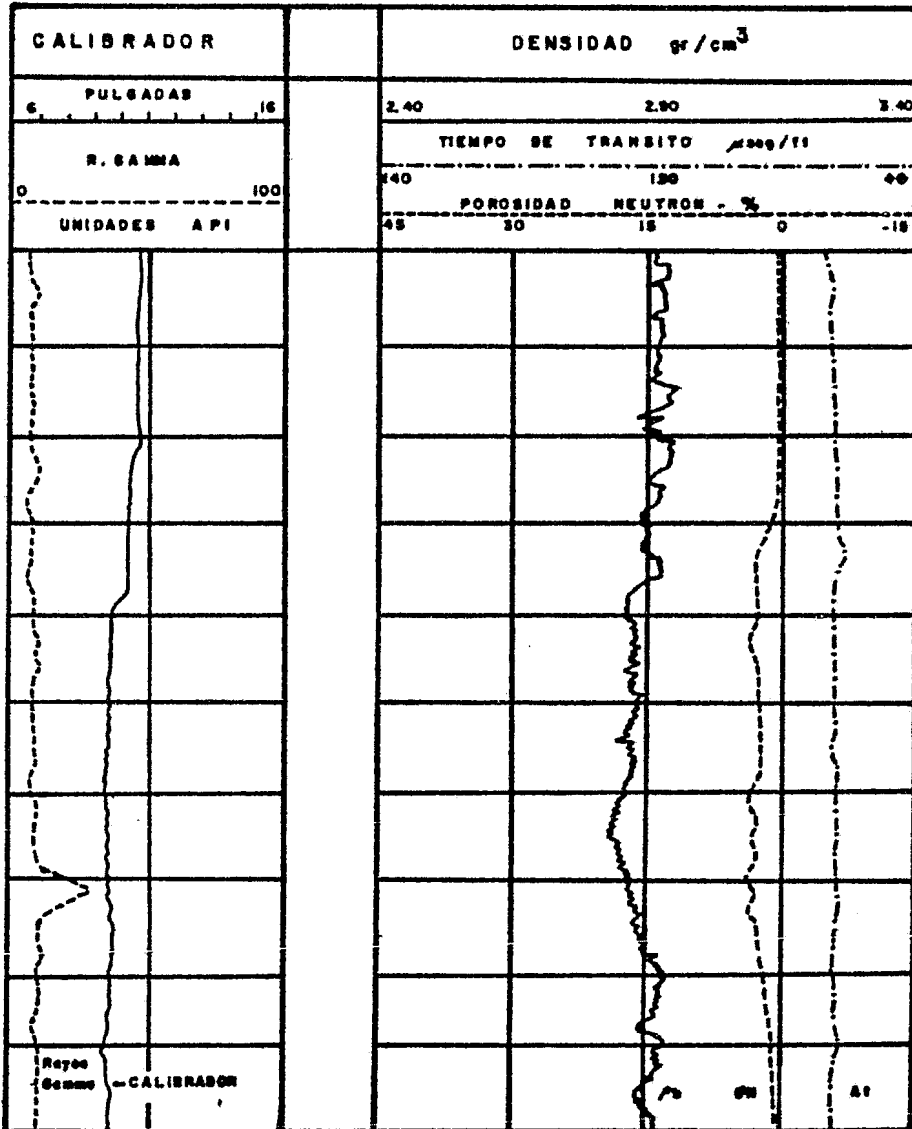


Fig: 3.20 Respuesta de los registros neutrón, sónico y densidad, en la formación Auquilco, Argentina.

naciones de registros de porosidad (BHC vs CNL o BHC vs FDC).

1.- Estas combinaciones dan valores de la porosidad secundaria total, sin distinguir entre fracturas y cavernas.

2.- La porosidad secundaria puede ser subestimada, esto se deriva de que la medición se hace en un solo lado del pozo y consecuentemente si una fractura abierta al pozo se encuentra en el lado contrario, ésta no es tomada en cuenta en la medición

3.- Este método puede dar como resultado un valor de porosidad secundaria que no existe y se mida erróneamente al no tomar en cuenta la arcillosidad de la formación.

4.- La porosidad total puede ser sobreestimada debido a las irregularidades de la pared del pozo.

3.2.2.5 POROSIDAD DE NUCLEOS Y REGISTRO NEUTRONICO.

Es un método estadístico para evaluar la porosidad secundaria de las formaciones, al igual que el método anterior se basa en el principio de que el registro neutrón (CNL) responde a la porosidad total, mientras que a partir de núcleos se obtiene el valor de la porosidad de la matriz.

La figura 3.21 muestra un esquema idealizado de la respuesta del registro neutrónico contra la porosidad obtenida de núcleos.

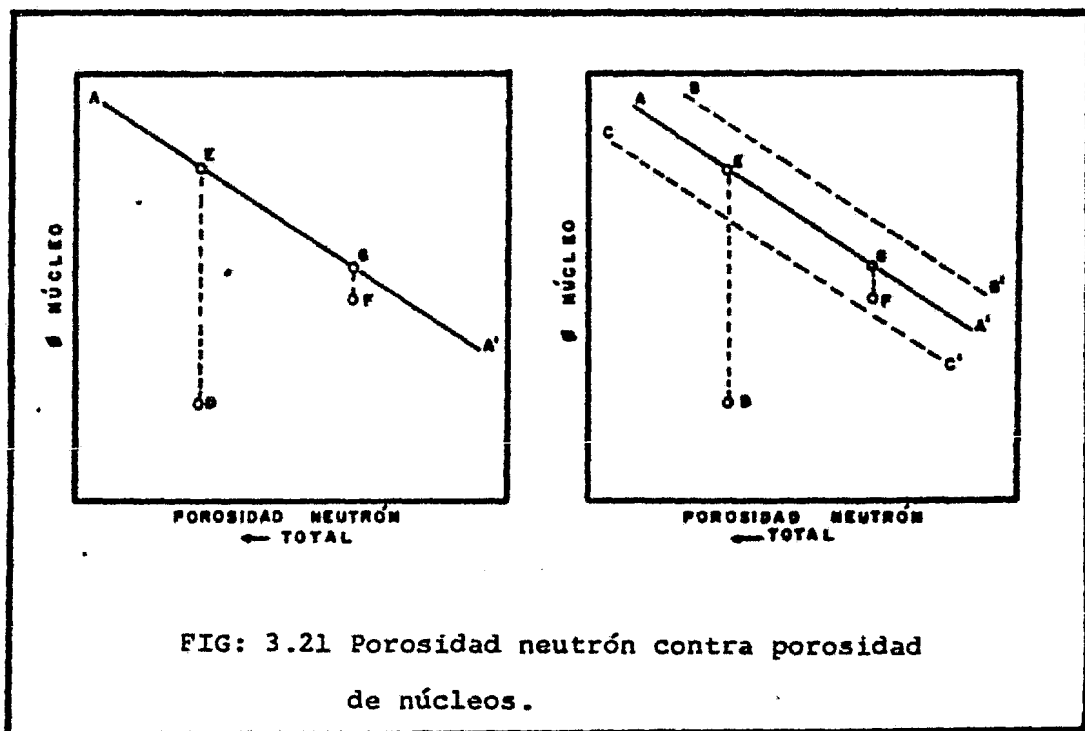


FIG: 3.21 Porosidad neutrón contra porosidad de núcleos.

Los puntos dato representan zonas sin fracturas, las --
cuales están localizadas en el segmento AA' (lado izq.) don-
de la porosidad total es igual a la porosidad de la matriz.
Los puntos D y F representan las zonas fracturadas, zonas --
donde la porosidad total es mayor a la porosidad de la matriz,
la distancia DE y FG es el valor de la porosidad de fractu--
ras. La misma figura (lado derecho) muestra también un dia--
grama de la respuesta del CNL vs. porosidad del núcleo, de -
un caso más real, donde existe una distribución de puntos en
marcada en el rango indicado por las rectas BB' y CC', donde
son ubicados los puntos dato. El punto D representa una zona
fracturada y la distancia DE es el valor de la porosidad se-
cundaria. Algunas zonas fracturadas pueden caer dentro de --
las rectas que es exclusivo de rocas sin fracturas, como el
caso del punto F. Para evaluar dicho punto es necesario obte-
ner la distribución estadística de todos los datos que se --
tengan; además de tomar en cuenta la correlación hecha para
las respuestas del registro en zonas sin fracturas.

Para poder utilizar este método se requieren de una gran
cantidad de datos, dividiendo el intervalo en el mayor núme-
ro de bloques, etc. Así se logra tener una cantidad acepta--
ble de datos para iniciar la evaluación estadística y reali-
zar el estudio de litoporosidad por gráficas cruzadas.

3.2.2.6 LITOPOROSIDAD POR GRAFICAS CRUZADAS.

Esta técnica fué introducida por Burke y Campbell²² para auxiliar la interpretación de formaciones con litologías complejas. El método utiliza los datos proporcionados por los registros neutrón, densidad y sónico (p.u.) simultaneamente. De las lecturas de estos registros, se pueden determinar dos parámetros o valores independientes definidos a continuación.

$$M = \frac{\Delta t_f - \Delta t}{\rho_m - \rho_f} \quad \text{o.l} \quad \dots \text{ (ec. 3.4)}$$

$$N = \frac{(\phi_n)_f - \phi_n}{\rho_m - \rho_f} \quad \dots \text{ (ec. 3.5)}$$

donde:

M, N = parámetros independientes de la porosidad, pero dependientes de la litología.

Δt_f = tiempo de tránsito del fluido.

Δt = tiempo de tránsito del registro.

ρ_m = densidad de la matriz.

ρ_f = densidad del fluido.

ϕ_n = porosidad del registro neutrón.

$(\phi_n)_f$ = porosidad equivalente del fluido.

En la gráfica de M vs. N (ver fig. 3.22), cada mineral con 100% de pureza, está representado por un punto. La posición de los puntos ayuda a identificar las variaciones del -

contenido de minerales en la formación, expresando el porcentaje de cada uno, además de determinar la porosidad secundaria. De acuerdo con los datos proporcionados por los registros neutrón, densidad y sónico, el valor de N, no se ve afectado por la porosidad secundaria. El análisis de la ec. 3.4, indica que el valor de M. se incrementa en forma directa a la porosidad secundaria.

La figura 3.22 muestra la zona de porosidad secundaria localizada arriba de la línea de calcita-dolomita. Para el caso de lodo fresco, los valores usados generalmente son los siguientes:

$$\Delta t_f = 189; \quad \rho_f = 1; \quad (\phi_n)_f = 1.$$

En la gráfica se seleccionan triángulos litológicos conectando puntos fijos (dolomita, calcita, sílice, etc), para obtener los porcentajes existentes de cada uno de estos minerales en la formación.

En la figura 3.23 se muestra un ejemplo de litoporosidad, en la cual se aprecia una zona con porosidad secundaria, indicada por la gran cantidad de puntos que caen arriba de la línea calcita - dolomita.

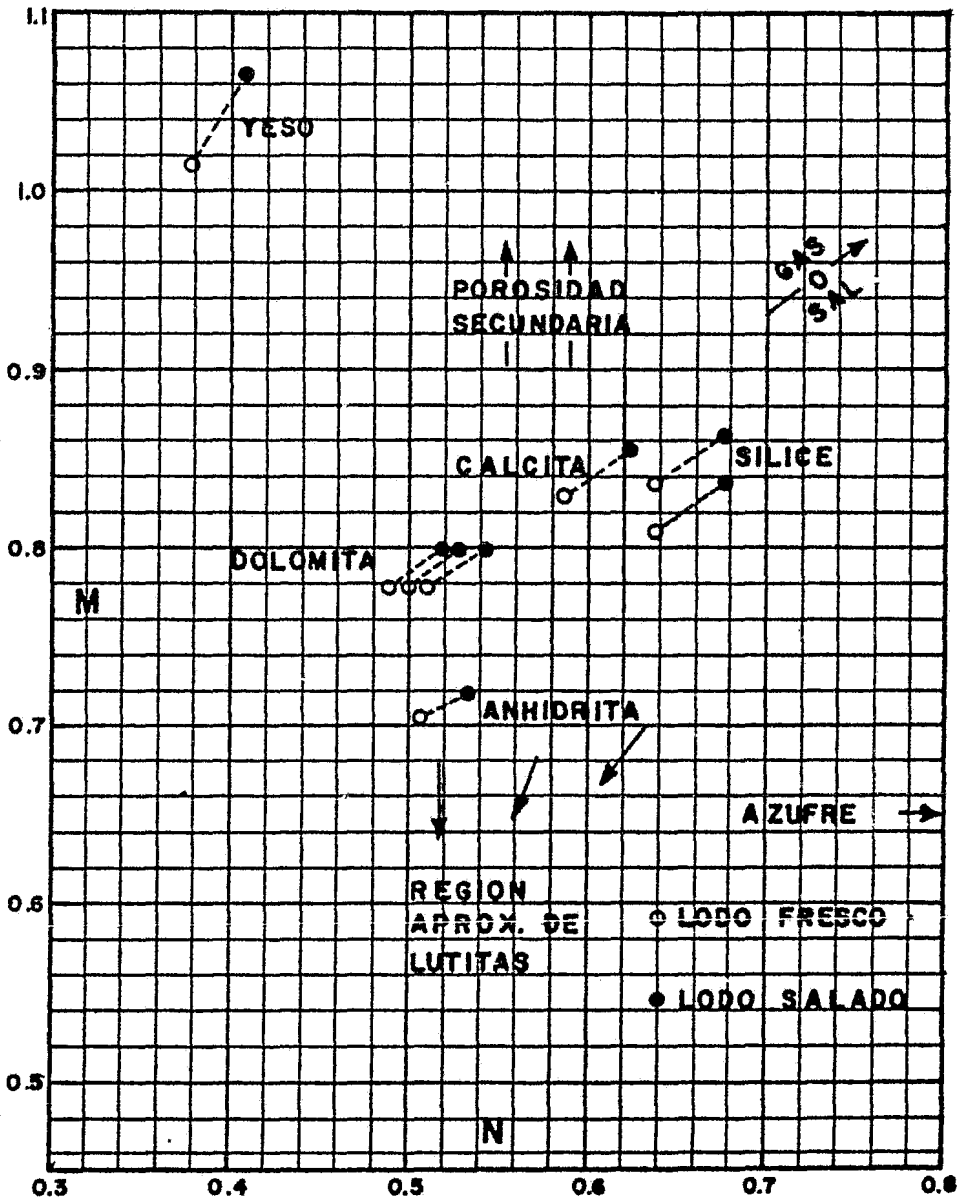


FIG: 3.22 Gráfica de "M" vs "N", para minerales con 100% de pureza.

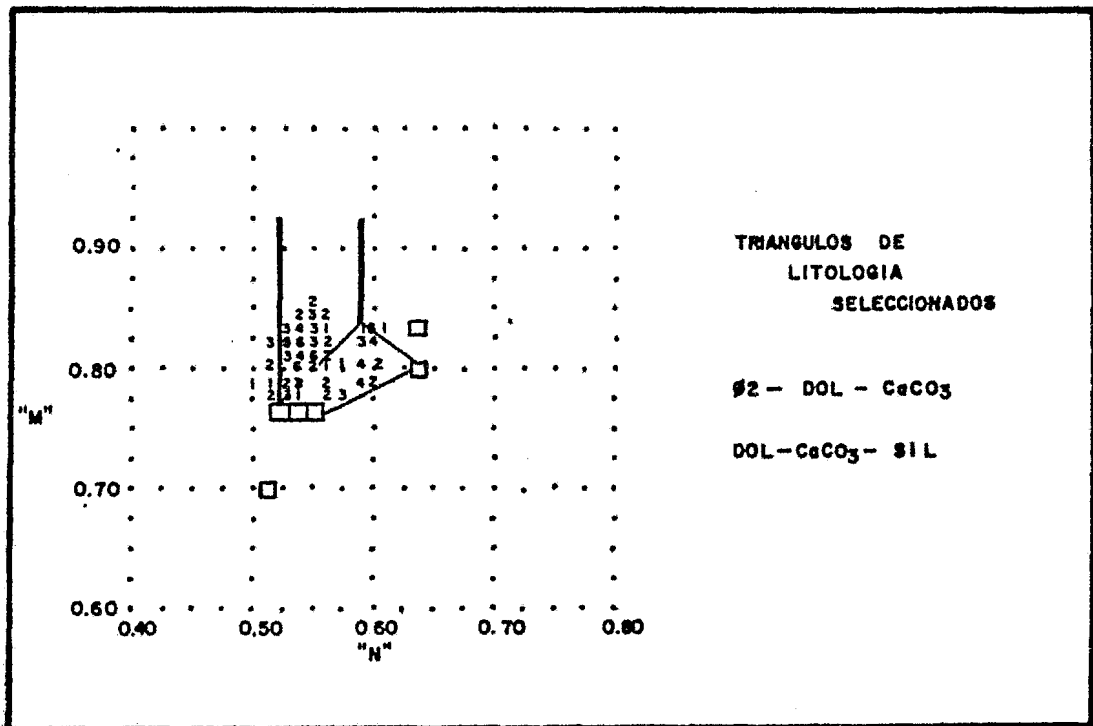


FIG: 3.23 Ejemplo de litoporosidad por gráficas cruzadas, mostrando el efecto de la porosidad secundaria (para lodo fresco).

CALCULO DE LA POROSIDAD.

La técnica de solución se basa en la ecuación de conservación de masa, la cual indica que la suma de las fracciones volumétricas de todos los componentes debe ser igual a la unidad. El número de ecuaciones está limitada a cuatro, ya -- que como máximo solo se dispone de tres registros de porosi-- dad (neutrón, densidad y sónico) y el número de incógnitas -- presente, depende del número de componentes que se conside-- ren en la formación, el cual estará limitado por el número -- de registros que se disponga. Dichos cálculos se efectúan con las siguientes ecuaciones.

$$t = \phi \Delta t f + V_1 \Delta t m_1 + V_2 \Delta t m_2 + V_3 \Delta t m_3 \quad \dots \text{ (ec. 3.6)}$$

$$\phi n = \phi (\phi n) f + V_1 (\phi n) m_1 + V_2 (\phi n) m_2 + V_3 (\phi n) m_3 \dots \text{ (ec. 3.7)}$$

$$b = \phi \rho f + V_1 \rho m_1 + V_2 \rho m_2 + V_3 \rho m_3 \quad \dots \text{ (ec. 3.8)}$$

$$1 = \phi + V_1 + V_2 + V_3 \quad \dots \text{ (ec. 3.9)}$$

donde:

V_i = volumen de cada uno de los minerales referidos al triángulo litológico seleccionado, (fracción).

Este método es el mejor adaptado para el uso de computadoras.

Como el método se usa para cuando se tienen litologías

complejas, (2 o 3 minerales) se pueden dar casos en que algún valor de V sea negativo, pues no todos los puntos caen exactamente dentro de las líneas del triángulo seleccionado, sino que se desvían ligeramente, debido a esto, la suma de otros valores de V (más la porosidad), será mayor a la unidad; en este caso la computadora le asignará un cero al valor negativo y distribuirá estadísticamente el error, haciendo la suma de los valores igual a 1.

La Tabla 3.3 muestra los valores de los coeficientes de fluidos utilizados para dolomita, calcita y sílice.

TABLA 3.3
COEFICIENTES DE FLUIDOS PARA VARIOS
TIPOS DE POROSIDAD.

FLUIDOS	Δt_f	ρ_f	$(\phi_n)_f$
POROSIDAD PRIMARIA.			
Lodo fresco	189.0	1.0	
Lodo salado	185.0	1.1	1.0
POROSIDAD SECUNDARIA			
Dolomita	43.5	Lodo fresco 1.0	1.0
		Lodo salado 1.1	
Calcita	47.6	Lodo fresco 1.0	1.0
		Lodo salado 1.1	
Sílice	55.5	Lodo fresco 1.0	1.0
		Lodo salado 1.1	

Generalmente la porosidad secundaria, se presenta cuando existe más de un mineral. Para calcular esta porosidad, es necesario considerar $\Delta t_f = \Delta t_m$, así por ejemplo una formación con 50% de dolomita y 50% de calcita, tendría un valor de $\Delta t_f = \Delta t_m = (0.5)(43.5) + (0.5)(47.6) = 45.5$

Para cada punto que caiga dentro de la zona de porosidad secundaria, el valor de Δt_m se calcula antes de computar el valor de la porosidad, usando este valor como Δt_{ϕ_2} , las porosidades primaria y secundaria, se obtienen con las siguientes ecuaciones:

$$t = \phi_1 \Delta t_f + \phi_2 \Delta t_{\phi_2} + V_1 \Delta t_{m_1} + V_2 \Delta t_{m_2} \quad \dots \text{ (ec. 3.10) -}$$

$$\phi_n = \phi_1 (\phi_n)_f + \phi_2 (\phi_n)_f + V_1 (\phi_n)_{m_1} + V_2 (\phi_n)_{m_2} \quad \dots \text{ (ec. 3.11)}$$

$$b = \phi_1 \rho_f + \phi_2 \rho_f + V_1 \rho_{m_1} + V_2 \rho_{m_2} \quad \dots \text{ (ec. 3.12)}$$

$$1 = \phi_1 + \phi_2 + V_1 + V_2 \quad \dots \text{ (ec. 3.13)}$$

donde:

ϕ_1 = porosidad primaria fracción

ϕ_2 = porosidad secundaria fracción

$(\phi_n)_m$ = porosidad del registro neutrón
en la matriz.

3.2.2.7 REGISTRO DE IDENTIFICACION DE FRACTURAS.

El FILSM (Fracture Identification Log*), es un registro de resistividades que consta de cuatro patines colocados a 90° uno del otro, los cuales están apoyados sobre la pared del pozo. Cuando los electrodos están frente a fracturas verticales, los que están alineados en la dirección de las fracturas leen mayor conductividad, en esos casos en la presentación del FIL se observa una separación de las curvas superpuestas (1-2 y/o 3-4) facilitando visualmente la identificación de zonas fracturadas (ver figura 3.24). No siempre la fractura se encuentra delante de dos patines, dependiendo de la dirección y magnitud de ésta. En ese caso únicamente un patín mostrará la anomalía, notándose en el perfil la separación en un solo par de las curvas superpuestas.

Cuando los carriles se encarrilan frente a una fractura vertical se observa en la curva del azimut, una tendencia a disminuir la rotación de la herramienta. En la misma figura (3.24) se observa que el patín que muestra la anomalía en una sección, está orientado en la misma dirección que el patín que indica la anomalía en la sección repetida.

Las fracturas subhorizontales se observarán como anoma-

* Marca comercial Schlumberger.

lías en las cuatro curvas. En estos casos corresponde verifi-
car que no se trata de finas intercalaciones de arcilla

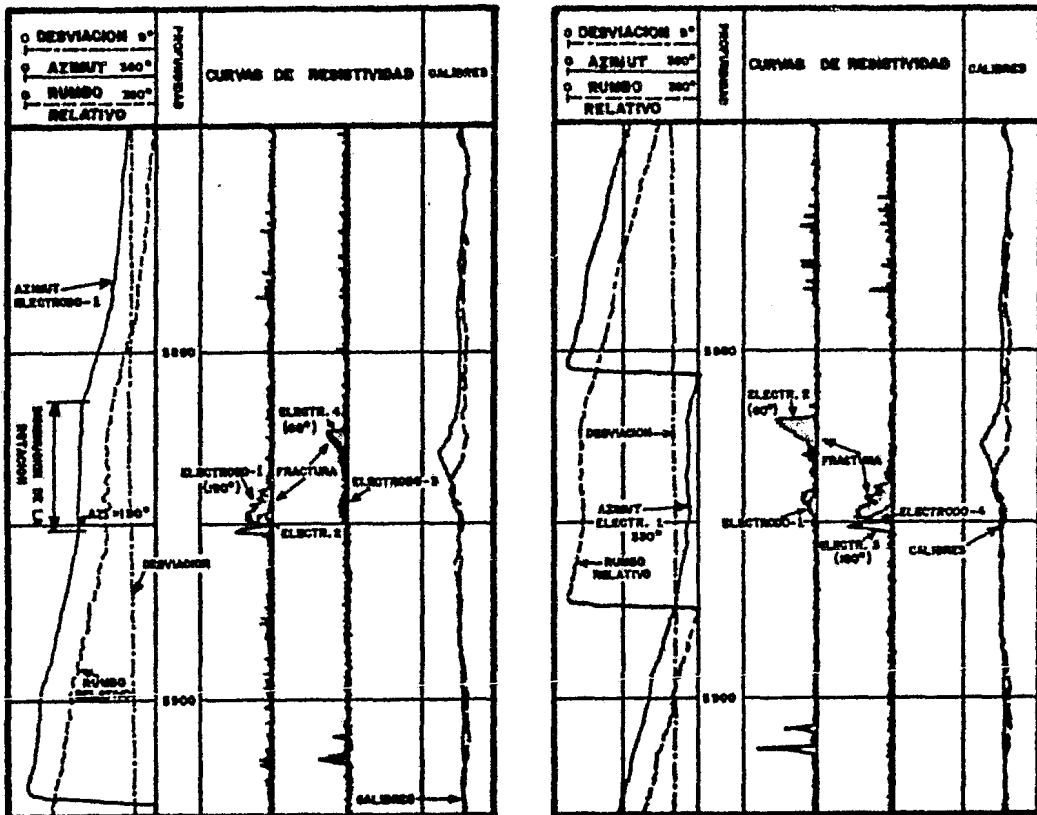


FIG: 3.24 Ejemplo de FIL frente a fracturas (dos registros
en la misma zona).

3.2.2.8 DETERMINACION DE LA POROSIDAD PRIMARIA, POROSIDAD SE
CUNDARIA Y POROSIDAD TOTAL.

Anteriormente dentro de este capítulo se han descrito -
las técnicas utilizadas para la evaluación cuantitativa de -
las porosidades, resumiéndose en la tabla siguiente:

TABLA 3.4

POROSIDAD	TECNICA EMPLEADA
PRIMARIA	<ol style="list-style-type: none"> 1) Análisis de núcleos. 2) Registro sónico de porosidad. 3) Litoporosidad por gráficas cru- zadas.
SECUNDARIA	<ol style="list-style-type: none"> 1) Análisis de núcleos . 2) Comparación del registro sónico con el registro de densidad o -- neutrón. 3) Litoporosidad por gráficas cruza das. 4) Comparación de análisis de nú- - cleos y registro neutrón.
TOTAL. (Sistema de doble porosidad)	<ol style="list-style-type: none"> 1) Análisis de núcleos. 2) Registro neutrón. 3) Registro de densidad. 4) Litoporosidad por gráficas cruza das.

Para realizar un análisis cuantitativo completo es necesario evaluar otros parámetros como son:

- a) m.- exponente de porosidad (ecuación de Archie).
- b) F.- factor de formación.
- c) V.- coeficiente de partición.

El valor del exponente "m" para sistemas de doble porosidad, es menor al comunmente utilizado en la evaluación con registros de pozos. Se puede demostrar teoricamente que en sistemas de doble porosidad (de matriz y de fracturas en paralelo), el exponente "m" es igual a 1, por lo que la ecuación de Archie quedaría como sigue:

$$F = \phi^{-1} \quad \dots \text{ (ec. 3.14)}$$

Siendo útil para cuando se tienen valores de porosidad total. Existe una ecuación la cual puede manejar la porosidad primaria y la porosidad de fracturas por separado, así como la combinación de ambas. Esta ecuación considera un sistema de doble porosidad conectado en paralelo (figura 3.25).

Pirson¹⁸ presentó la siguiente relación para un caso en que la matriz y las fracturas están 100% saturadas de agua.

$$\frac{1}{R_{fo}} = \frac{V\phi}{R_w} + \frac{1-V}{R_o} \quad \dots \text{ (ec. 3.15)}$$

donde:

Rfo = resistividad de la formación 100% saturada de agua.

El coeficiente de partición se define como sigue:

$$V = \frac{\phi - \phi_b}{\phi(1-\phi_b)} \quad \dots \text{ (ec. 3.16)}$$

donde:

ϕ = porosidad total.

ϕ_b = porosidad de la matriz.

combinando la ec. 3.16 y 3.15 obtenemos:

$$Rfo = \frac{RwRo}{V\phi Ro + (1-V)Rw} \quad \dots \text{ (ec. 3.17)}$$

El factor de formación Ft se define como sigue:

$$Ft = \frac{Rfo}{Rw} \quad \dots \text{ (ec. 3.18)}$$

sustituyendo la ecuación 3.17 en la 3.18 se tiene:

$$Ft = \frac{RwRo}{V\phi Ro + (1-V)Rw} / Rw \quad \dots \text{ (ec. 3.19)}$$

esta ecuación es válida para 3 casos diferentes:

- A.- Si solo existe porosidad primaria.
- B.- Si solo existe porosidad secundaria de fracturas.
- C.- Si existen ambas.

A.- Para el primer caso el coeficiente de partición $V=0$.

Así la ecuación 3.19 queda de la siguiente manera:

$$F_t = \frac{R_w R_o}{R_w} / R_w = \frac{R_o}{R_w} \quad \dots \text{(ec. 3.20)}$$

(que es la definición de F).

B.- Para cuando solo existe porosidad de fracturas, el coeficiente de partición $V = 1$, por lo tanto la ecuación 3.19 se escribe como sigue:

$$F_t = \frac{R_o R_w}{\phi R_o} / R_w = \frac{1}{\phi} = \frac{1}{\phi^m} \quad \dots \text{(ec. 3.21)}$$

donde se aprecia que el valor de $m = 1$.

C.- Sistema de doble porosidad. Simplificando para este caso la ecuación 3.19 y tomando común denominador, obtenemos:

$$F_t = \frac{R_o}{R_o V \phi + (1-V) R_w / R_o} \quad \dots \text{(ec. 3.22)}$$

sabiendo que $F = \frac{R_o}{R_w}$ obtenemos que:

$$F_t = \frac{1}{V\phi + (1-V)/F} \quad \dots \text{ (ec. 3.23)}$$

sustituyendo la ecuación de Archie, se tiene:

$$\phi^{-m} = \frac{1}{V\phi + (1-V)/\phi b^{-mb}} \quad \dots \text{ (ec. 3.24)}$$

computando valores para el estudio del rango de las variables anteriores se obtuvo:

$$\begin{aligned} 1.6 & \text{ _ } mb \text{ _ } 2.4 \\ 0.02 & \text{ _ } \phi b \text{ _ } 0.30 \\ 0.05 & \text{ _ } V \text{ _ } 0.90 \end{aligned}$$

La figura 3.26 muestra una gráfica para estimar el valor de la porosidad de matriz o la porosidad total en función del valor de m y V , para un valor de $mb = 1.8$. Así mismo existen otras gráficas para los demás valores de mb .

La ecuación 3.19 se considera válida para el tercer caso por las siguientes razones:

- 1.- La ecuación es válida para los dos primeros casos.
- 2.- Si $m = mb$ entonces $\phi = \phi b$, o sea que el modelo proporciona información consistente.

En el desarrollo de este método y en el uso de las gráficas

ficas mencionadas, se debe de tomar en cuenta que el modelo utilizado es un sistema de matriz y fracturas en paralelo como el mostrado en la fig. 3.25

Para el cálculo de m se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$I = R_t / (FR_w) = R_t/R_o \quad \dots \text{ (ec. 3.25)}$$

$$F = \phi^{-m} = R_o/R_w \quad \dots \text{ (ec. 3.26)}$$

manejando algebraicamente estas ecuaciones obtenemos:

$$\text{Log } R_t = -m \text{ Log } \phi + \text{Log } R_w + \text{Log } I \quad \dots \text{ (ec. 3.27)}$$

Esta última ecuación nos dice que una gráfica de $\text{Log } R_t$ contra $\text{Log } \phi$, debe dar una recta con pendiente $-m$ para zonas con R_w e I constantes. Para yacimientos fracturados la pendiente resultante (exponente de porosidad m), debe ser más pequeño que el exponente de porosidad de la matriz (m_b), determinado en el laboratorio.

Si se usara el perfil sónico, la ecuación 3.27 quedaría:

$$\text{Log } R_t = m \text{ Log } (\Delta t' - \Delta t_m) + m \text{ Log } B + \text{Log } R_w + \text{Log } I \quad \dots \text{ (ec. 3.28)}$$

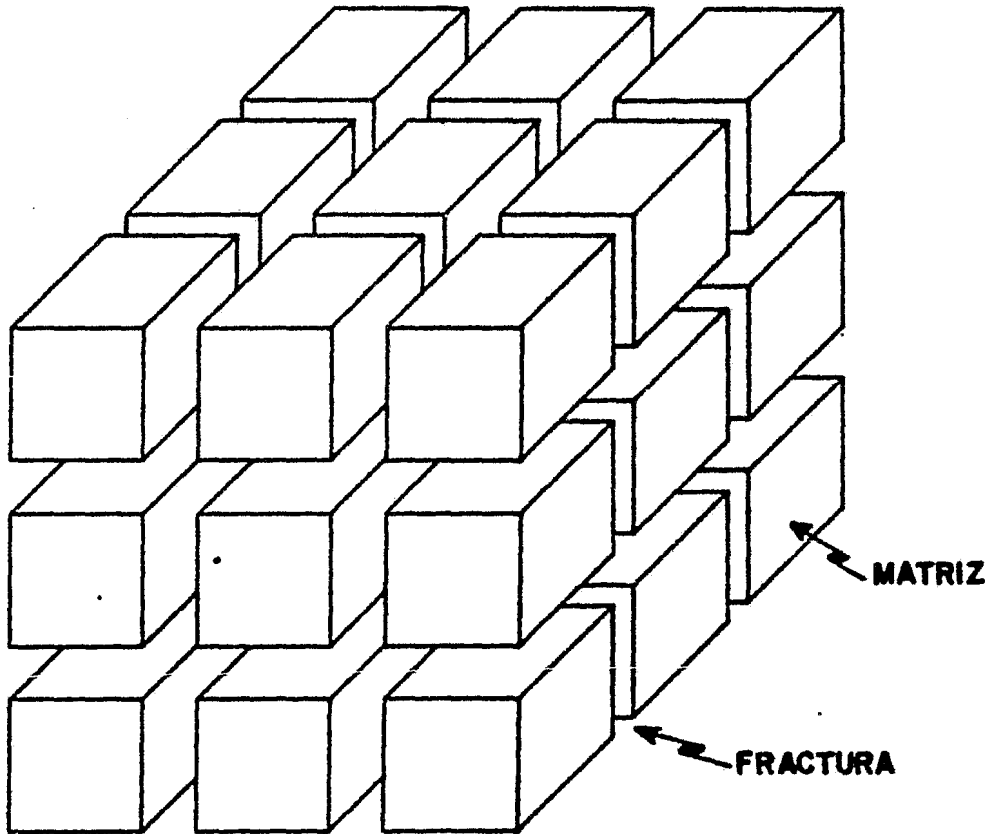


FIG: 3.25 Sistema idealizado de matriz y fracturas en paralelo.

De manera similar, para diferentes herramientas, se puede obtener un análisis de porosidades, evaluándose éstas, -- con el método de gráficas cruzadas.

En conclusión, la gráfica Log - Log de resistividad de la formación contra la respuesta de valores de porosidad -- proporcionados por diferentes herramientas, permite detectar sistemas de fracturas.

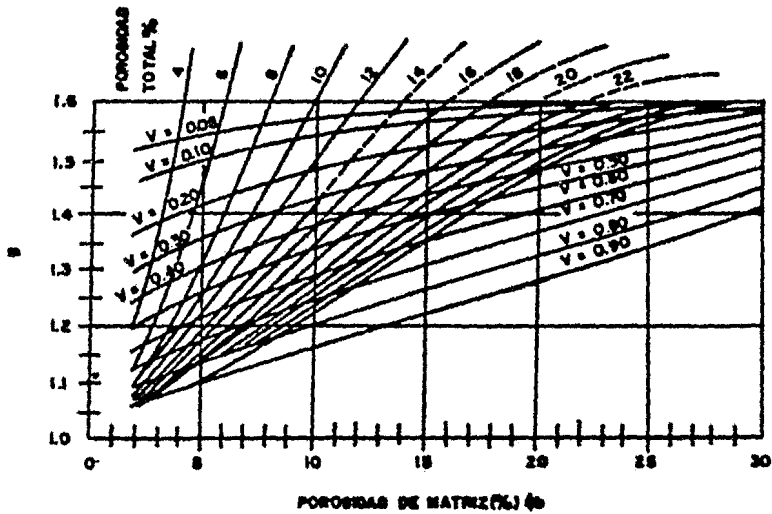


FIG: 3.26 Gráfica para estimar la porosidad total o porosidad de la matriz (mb = 1.8)

3.2.2.9 DETERMINACION DE LA SW EN LA MATRIZ Y EN LAS FRACTURAS.

Uno de los parámetros importantes para la explotación de un yacimiento, es la saturación de agua de la formación: la saturación de agua se define como:

$$Sw = \frac{\text{Volumen de agua}}{\text{Volumen total de poros}} = \frac{m^3 w}{m^3 p} = (\% \text{ o fracción}).$$

A continuación se presenta uno de los métodos para la determinación de la Sw en yacimientos naturalmente fracturados.

Aguilera³⁰ plantea un método para calcular la Sw en yacimientos naturalmente fracturados; este método incluye la obtención de un parámetro "p", el cual es función de la resistividad existente en la formación, así como de su porosidad.

El comportamiento estadístico de este parámetro, fué investigado por Porter, quien encontró que el valor de "p" tiene una distribución normal, para zonas con Sw = 100%.

El parámetro "p" se define como sigue:

$$p = Rt (\Delta t - \Delta tm)^m \quad \dots \text{(ec. 3.29)}$$

donde:

R_t = resistividad verdadera de la formación (ohm-m).

Δt = tiempo de tránsito.

Δt_m = tiempo de tránsito en la matriz.

m = exponente de saturación.

Si "p" tiene una distribución normal, entonces una gráfica de $p^{1/2}$ vs. frecuencia acumulativa, nos debe dar aproximadamente una línea recta para $S_w = 100\%$, ya que las zonas con $S_w < 100\%$ (zonas de hidrocarburos) se salen de la tendencia de la línea recta.

Una de las formas más directas para conocer $p^{1/2}$ es cuando la porosidad de la formación sea conocida de esta manera, se calcula con la ecuación siguiente:

$$p^{1/2} = (R_t \phi^m)^{1/2} \quad \dots \text{ (ec. 3.30)}$$

Los pasos para el cálculo de la S_w , considerados por -- Aguilera utilizando este parámetro son los siguientes:

12.- Considere zonas con $S_w = 100\%$, grafique en papel de frecuencia acumulada el valor de $p^{1/2}$ en rangos pequeños, ajustando la recta mencionada.

29.- Determine el valor medio de "p", correspondiente a una frecuencia acumulada del 50%, no olvidando que lo graficado es $p^{1/2}$.

30.- Calcule el índice de resistividad (I) con la ecuación 3.31.

$$I = \frac{P_h}{P_{100}} \quad \dots\dots (ec. 3.31)$$

donde:

P_h = valor de p para zonas con hidrocarburos.

P_{100} = valor medio de p obtenido en el paso 2.

40.- Calcule el valor de S_w con la ecuación siguiente:

$$S_w = I^{-1/n} \quad \dots\dots (ec. 3.32)$$

considerando $n = m$, lo que indica que los valores de n deben ser menores a los normalmente usados en los yacimientos fracturados.

Con el ejemplo siguiente se describe la metodología anterior.

TABLA 3.5

Considerando: $m = 1.5$ y $\Delta t_m = 55$

Δt	Rt	$P^{1/2}$
58	55	16.91
60	27	17.37
64	11	17.52
61	29	20.64
59	49	19.80
60	35	19.78
61	23	18.39
62	19	18.76
63	15	18.42
63	100	47.57
62	115	46.15

En la columna de $p^{1/2}$ se observa que los 2 últimos valores corresponden a una zona con amplias posibilidades de contener hidrocarburos, por lo que su S_w se evaluará aparte.

TABLA 3.6

RANGOS DE $p^{1/2}$	Nº DE PUNTOS	FRECUENCIA	FRECUENCIA ACUMULADA.
16-17	1	0.111	0.111
17-18	2	0.222	0.333
18-19	3	0.333	0.666
19-20	2	0.222	0.888
20-21	1	0.111	0.999
	<u> </u>	<u> </u>	
	= 9	= .999	

De los valores anteriores el 50% de frecuencia acumulada, corresponde a un valor de $p^{1/2} = 18$, por lo que - - - - -
 $P_{100} = 324$ (figura 3.27)

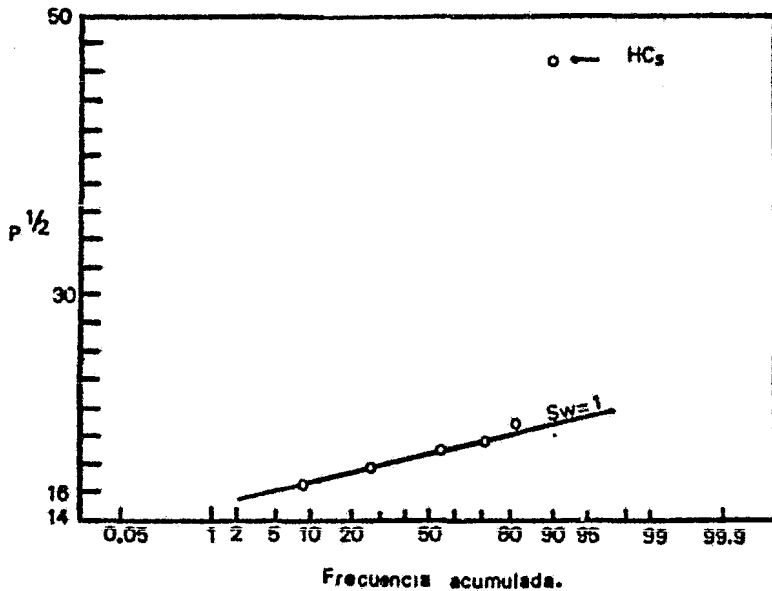


FIG: 3.27 Gráfica de $p^{1/2}$ vs. frecuencia acumulada, para zonas de agua y aceite.

Valuando los 2 últimos puntos de $p^{1/2}$, presentados en la Tabla 3.5, se obtienen los siguientes resultados:

TABLA 3.7

Δt	Rt	$p^{1/2}$	Ph	I	Sw
63	100	47.57	2262.90	6.98	0.27
62	115	46.15	2169.82	6.57	0.29

Con lo que la saturación de hidrocarburos sería:

$$S_{HC} = 1 - Sw = 1 - .27 = .73$$

quedando: $= 1 - .29 = .71$

TABLA 3.8

Δt	Rt	$p^{1/2}$	Sw	S_{HC}
63	100	47.57	0.27	0.73
62	115	46.15	0.29	0.71

SATURACION DE AGUA EN LAS FRACTURAS.

La posibilidad de estimar la Sw en las fracturas ha sido normalmente descartada en la literatura, sin embargo es -

posible obtener valores representativos, considerando las --
fracturas como un haz de tubos. La figura 3.28 presenta las
curvas de permeabilidades relativas vs. S_w .

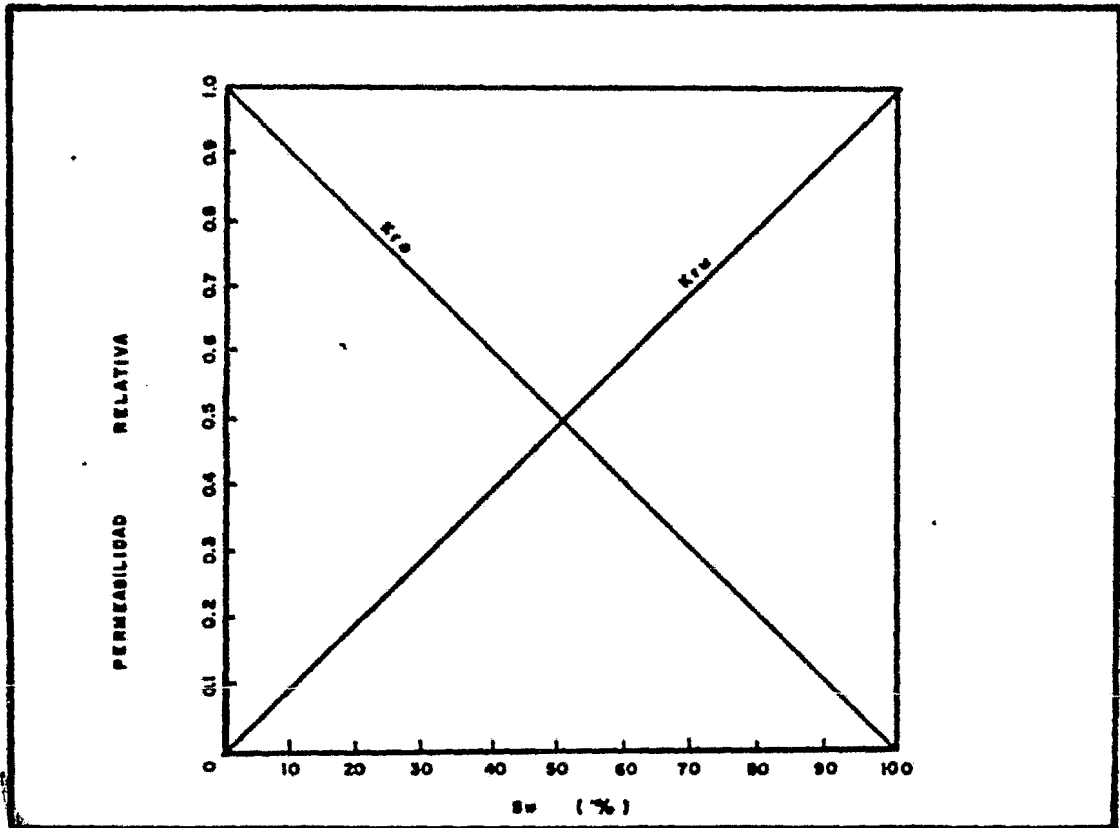


FIG: 3.28 Curvas de permeabilidad relativa para un haz de tubos.

Estas curvas indican que la K_{rw} es igual a la S_w en las fracturas, entonces el problema consiste en calcular el valor de K_{rw} . Este cálculo se puede hacer considerando K_{rw} como una función de las viscosidades del aceite y del agua, obtenidas de la relación inicial agua - aceite (WOR) y del factor de volumen inicial del aceite (Boi).

La K_{rw} se calcula con la siguiente ecuación:

$$K_{rw} = \frac{\mu_w WOR}{Boi \mu_o - \mu_w WOR} \quad \dots \text{ (ec. 3.33)}$$

donde:

μ_w = viscosidad del agua (cp)

μ_o = viscosidad del aceite (cp)

WOR = relación agua - aceite inicial.

Boi = factor de volumen inicial del aceite

La ecuación 3.33 ha sido utilizada para cálculo de la WOR inicial, con resultados satisfactorios, esto refuerza la posibilidad de usarla para calcular S_{wi} en las fracturas, sin embargo es tan solo una analogía.

IV

"EJEMPLO DE APLICACION".

4. EVALUACION DEL POZO MORA 1.

El Campo Mora² está localizado en la parte SW del Estado de Tabasco, municipio de Cárdenas, aproximadamente a 30 - Km. al Norte de la ciudad de Cárdenas, Tabasco, (ver figura 4.1). El pozo Mora tiene una producción de 4700 bls/d - - - (Sept. 1983).

Se evaluará la posible presencia de fracturas (porosidad secundaria) a partir de la interpretación de los registros mencionados en el capítulo anterior; así como los valores de Sw existentes en la formación.

ANALISIS DE FRACTURAS.

La primera forma de suponer la existencia de fracturas en la formación, es mediante un análisis cualitativo, para - este efecto se analizó el registro de amplitud y el VDL (fig. 4.2), el cual presenta en el carril izquierdo el registro de rayos gamma, así como la onda compresional del registro de - amplitud, del lado derecho están las franjas del VDL.

Del registro de amplitud se aprecia una disminución en el valor promedio de las lecturas en los intervalos 5220 a 5230 y 5273 a 5285, donde la onda compresional ha sido atenuada posiblemente por la presencia de fracturas verticales

o muy inclinadas. El comportamiento del VDL en dichos intervalos no confirmó del todo la presencia de fracturas, sin embargo no descarta la posibilidad de que existan, ya que en el segundo intervalo se presentan rompimientos en las franjas - a la misma profundidad donde se dan los valores menores de amplitud (5284 y 5273). A partir de 5400 se aprecian los valores más bajos de la formación (de la onda compresional) y el VDL muestra grandes rompimientos, debidos a la presencia de porosidad secundaria.

LITOLOGIA Y POROSIDAD.

En este pozo no se cortaron núcleos, sin embargo el registro de detección de hidrocarburos (ROTENCO) señala los 3 intervalos como zonas de dolomías, principalmente con intercalaciones de calizas, además de ser intervalos con manifestación de hidrocarburos.

El registro CNL - FDC (fig. 4.3) se analiza en los intervalos antes mencionados, este registro proporciona valores de porosidad neutrónica (NPFI) y valores de porosidad de densidad (DPFI), dichos valores están computados para una matriz de caliza, por lo que es necesario hacer una corrección por litología, haciendo previamente la corrección por temperatura a la medida del CNL.

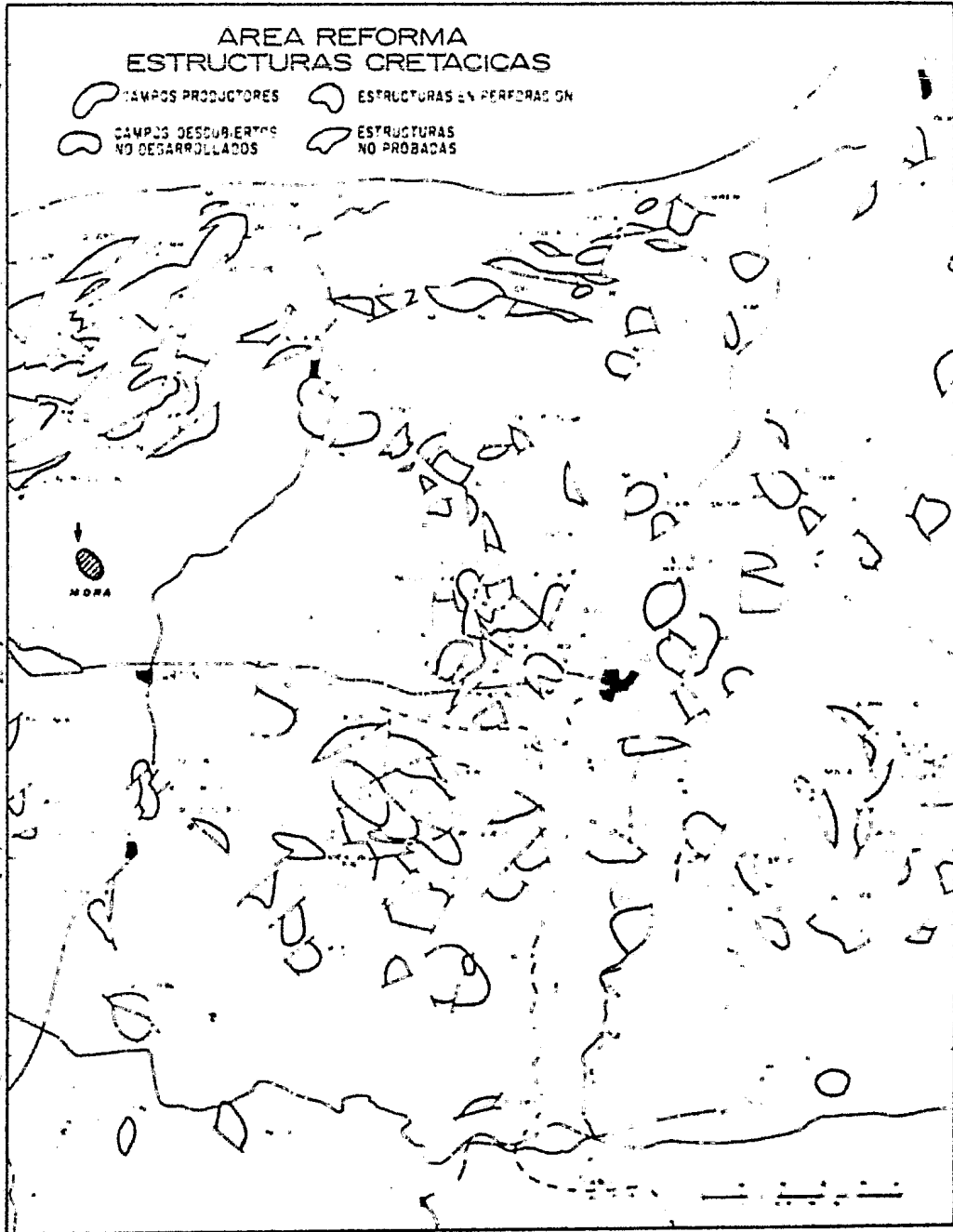
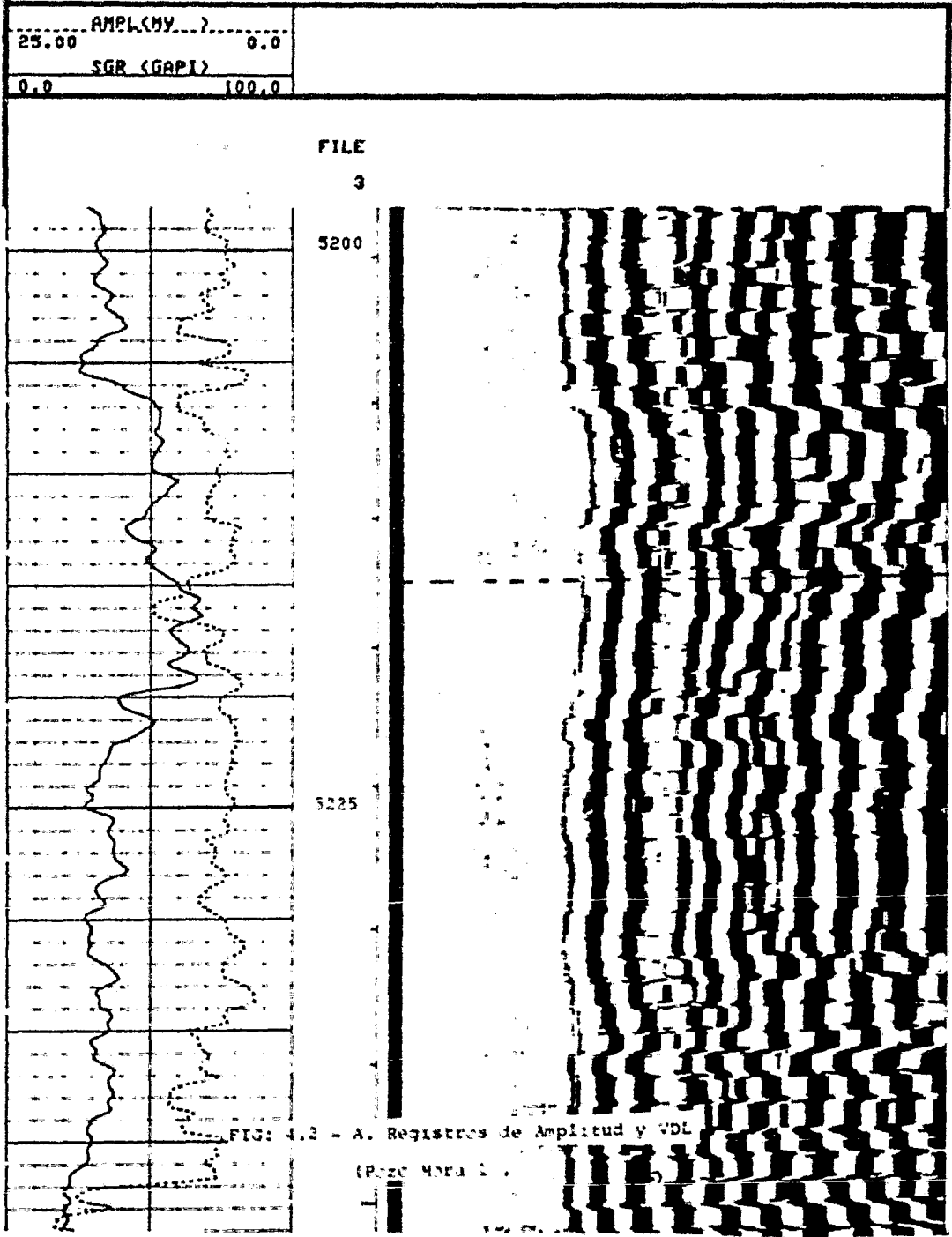
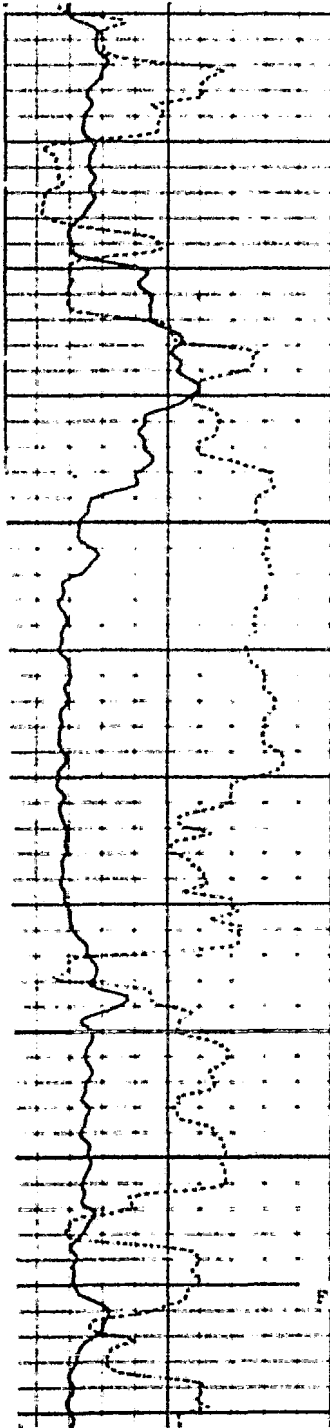


FIG: 4.1 Plano de localización del Campo Mora.

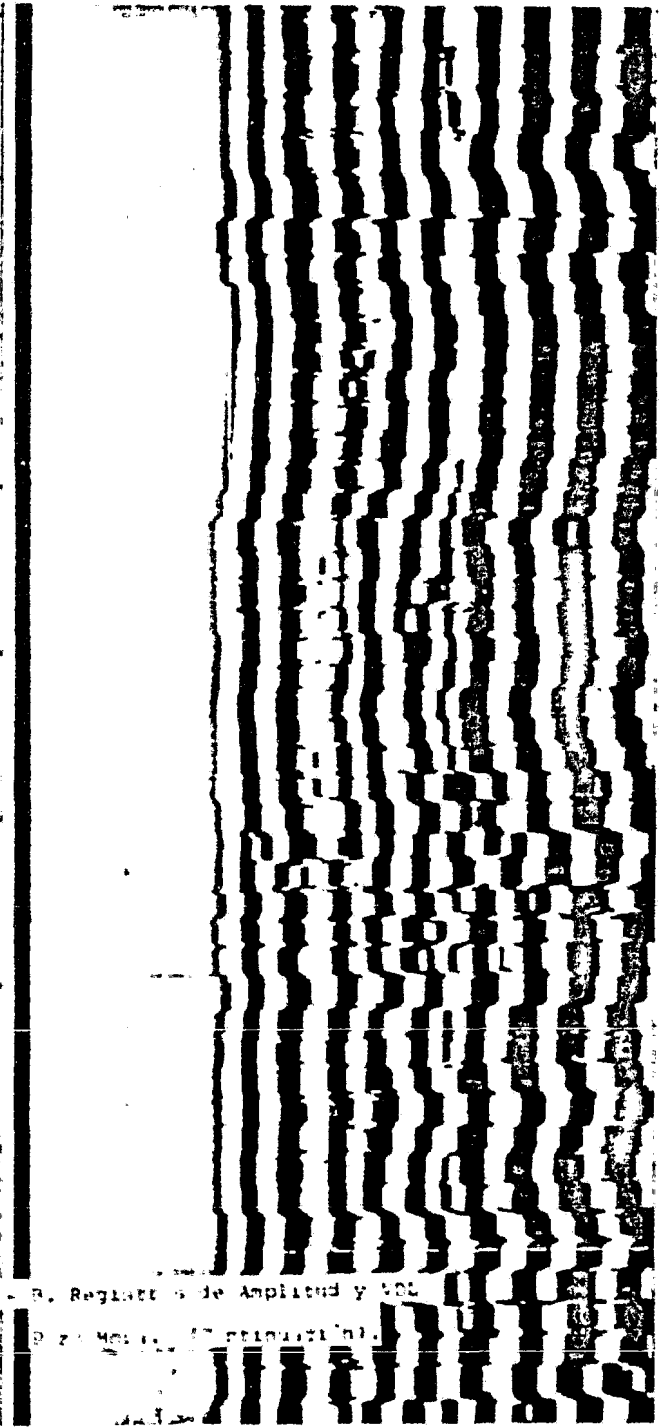




5300

FIG: 4.2 - B. Registro de Amplitud y VCL

9 20 M... 57 ...



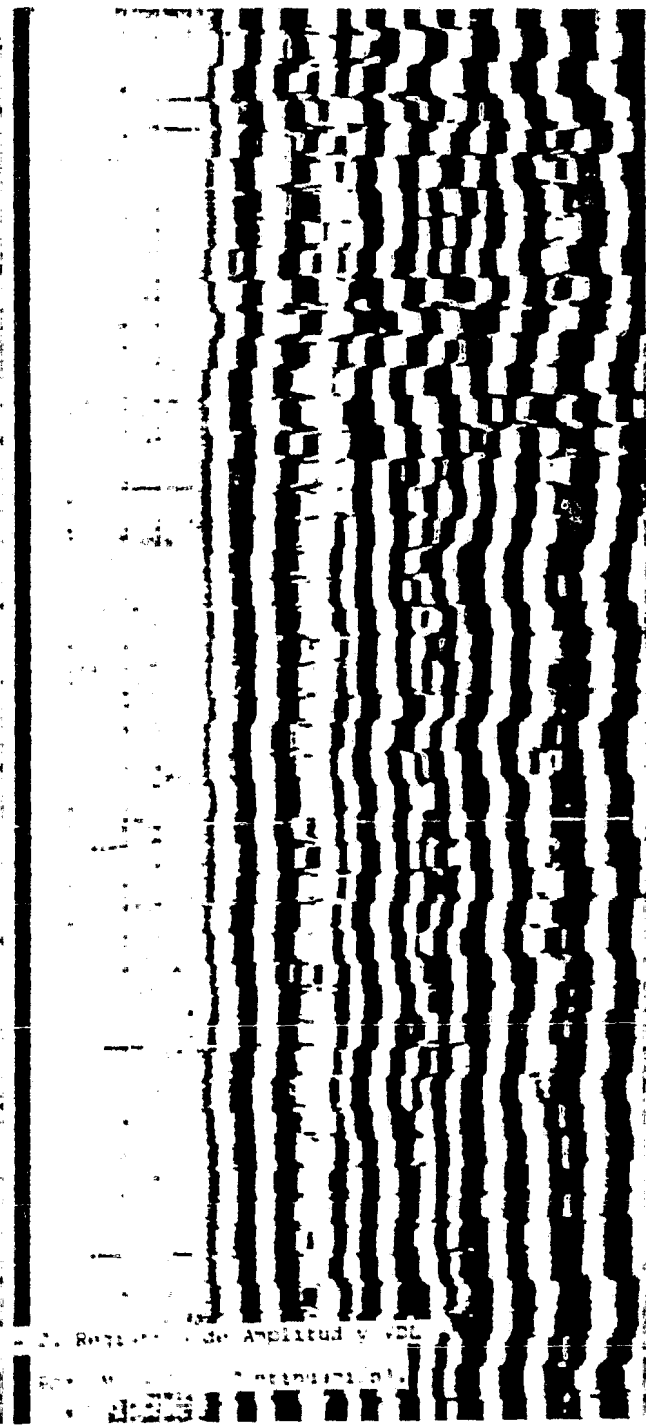
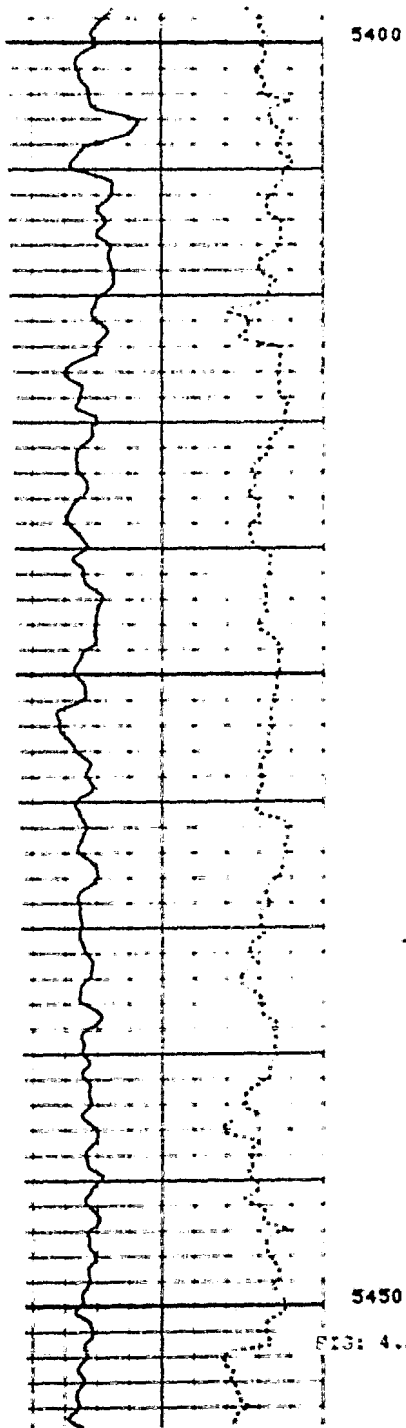
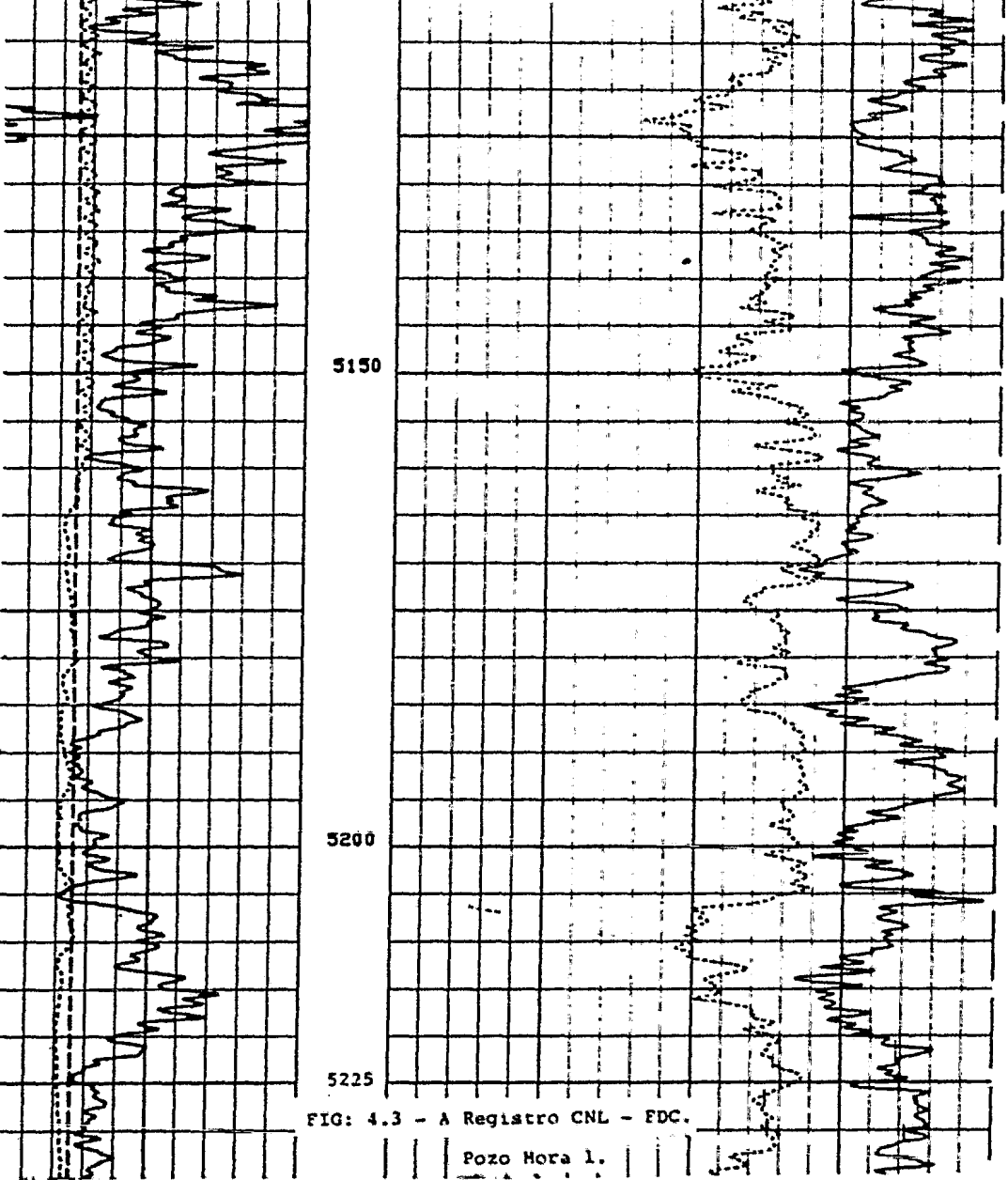
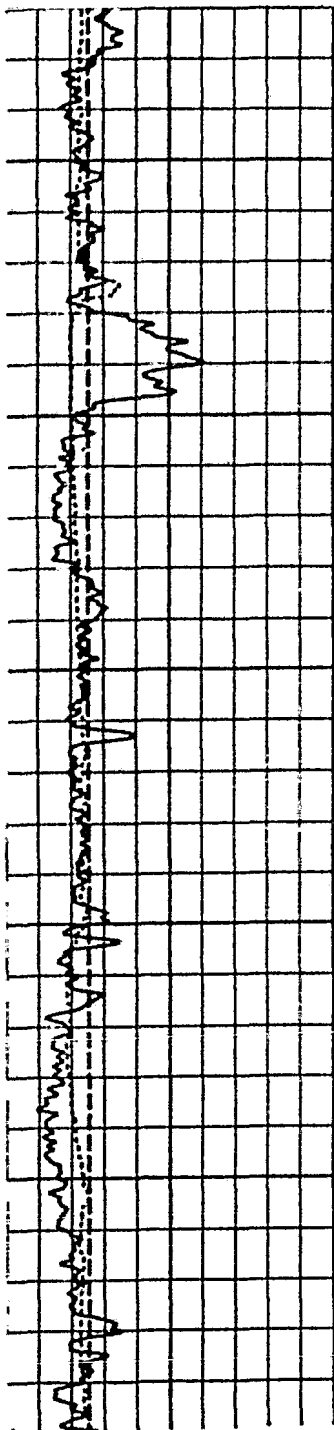


FIG: 4.2 - 2. Registro de Amplitud y VBT

Res. W. ...

RS (IN 2)	4.000	14.00		
CALX(IN 2)	4.000	14.00	MPHIC)	
GR (GAPI)	0.0	100.0	0.3000	-0.100
			DPHIC)	-0.100





5250

5300

5350

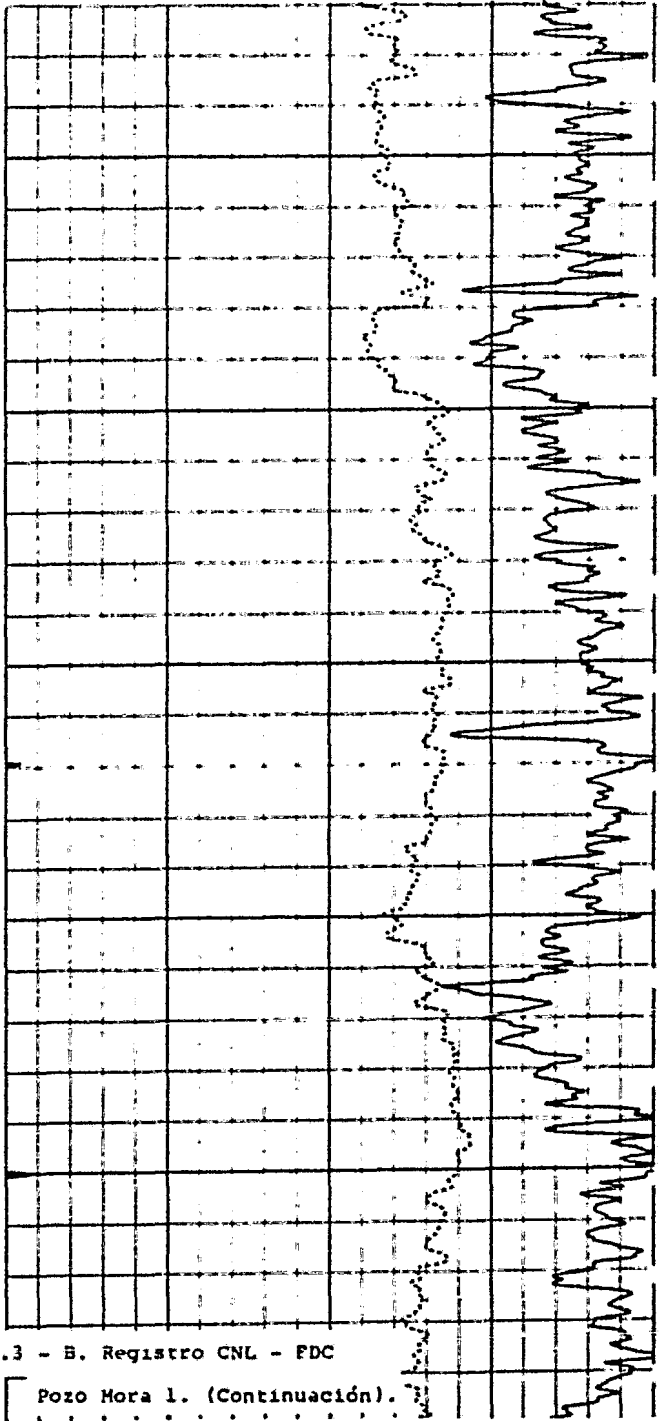


FIG: 4.3 - B. Registro CNL - FDC

Pozo Mora 1. (Continuación).

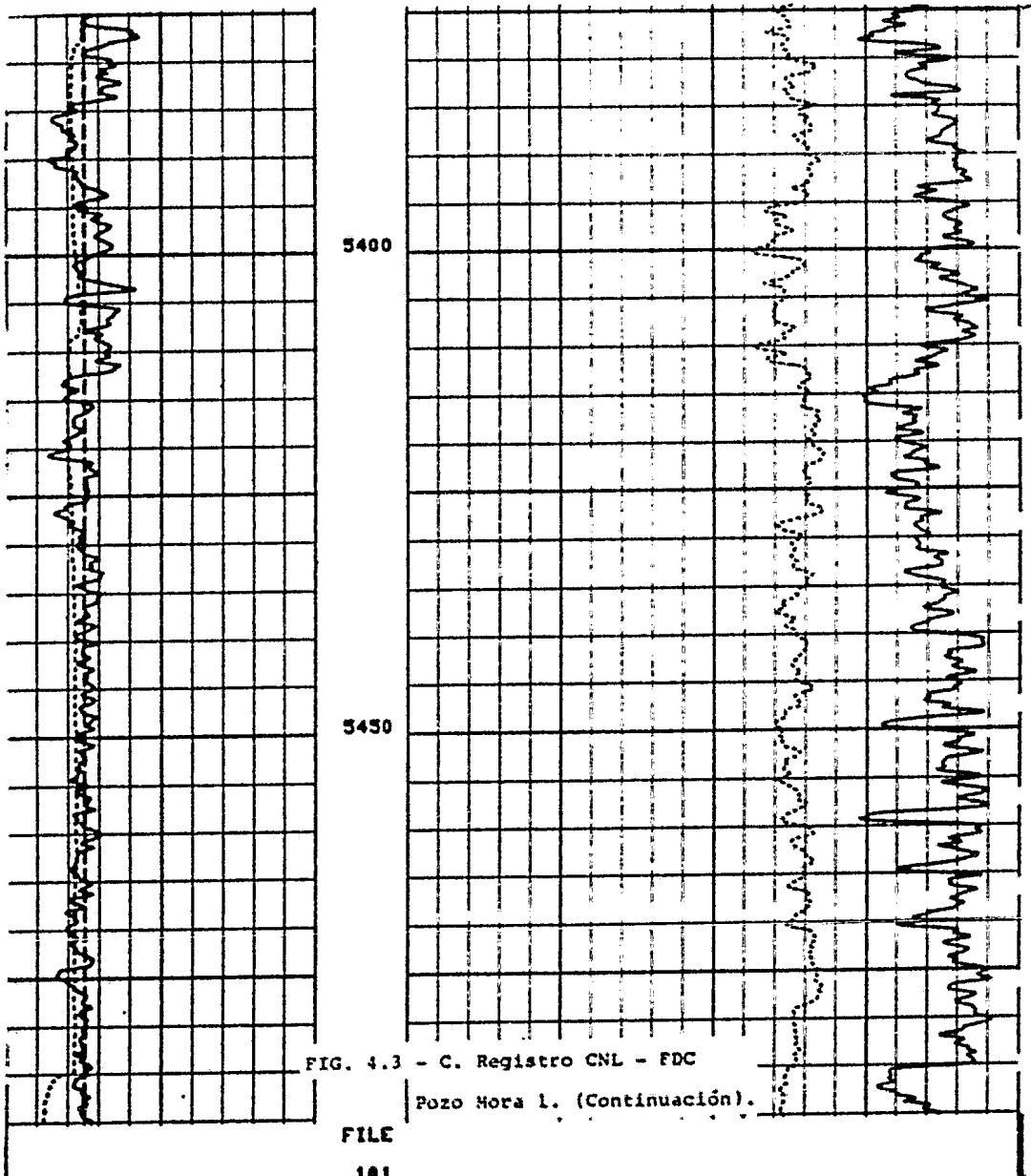


FIG. 4.3 - C. Registro CNL - FDC
 Pozo Hora 1. (Continuación).

FILE
 101

Los resultados obtenidos de los registros son los mostrados en la Tabla 4.1.

TABLA 4.1

PROF (m)	ϕ_n (leida)	ϕ_n (cor. temp)	ϕ leida	ϕ corregida final combinación CNL - FDC
5220	5	6	-1	3.1
5222	5	6	-3	2.4
5224	3	3.8	-4	1.2
5226	4	5	-4	1.8
5230	5	6	-5	2.0
5273	5	6	-2	2.8
5275	4	5	-4	1.8
5278	3	3.8	-4	1.2
5281	4	5	-6	1.3
5285	4	5	-4	1.8
5410	7	8.8	-4	3.2
5415	4	5	0	2.9
5420	4	5	-2	2.1
5425	4	5	-2	2.1
5430	5	6	-3	2.3
5435	4	5	-4	1.8
5440	6	7.7	-4	3
5445	5	6	-5	2
5450	6	7.7	-2	3.2

Nota: Los valores de porosidad que se presentan negativos, son debidos a que el registro está computado para una matriz de caliza, no representando un valor de porosidad. (Ver punto 3.2.2.4).

La corrección por temperatura de la ϕ CNL se hizo con - la gráfica Por - 14 bm (gráficas Schlumberger),⁴ utilizando una temperatura promedio de fondo reportada de 136° C.

Los promedios de porosidad por intervalo son:

5220	-	5230	2.4
5273	-	5285	1.8
5410	-	5450	2.6

Por otro lado la porosidad del registro sónico se obtiene mediante la fórmula:

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m}$$

Los Δt son los leídos directamente de la línea continua (fig. 4.5)⁴ a las profundidades requeridas (fig. 3.17), se -- consideró una matriz de dolomía, usando por consiguiente los datos presentados a continuación:

$$\Delta t \text{ DOL} = 43.5 \mu\text{seg/ft}$$

$$\Delta t_f = 189 \mu\text{seg/ft}$$

Calculando las porosidades mediante el registro sónico:
(Tabla 4.2).

TABLA 4.2

INTERVALO	Δt promedio ($\mu\text{seg}/\text{ft}$)	ϕ sónica (%)
5220 -5230	46.5	2.0
5273 -5285	46	1.7
5410 -5450	44.5	0.6

Comparando los resultados de las porosidades, obtenemos un valor tentativo de porosidad secundaria.

TABLA 4.3

	ϕ CNL - FDC (%)	ϕ SONICA (%)	ϕ SECUNDARIA TENTATIVA.(%)
5220 - 5230	2.4	2.0	0.4
5273 - 5285	1.8	1.78	0.02
5410 - 5450	2.6	0.6	2.0

En los valores anteriores no se considera litología (% de caliza y dolomía). De acuerdo con la definición de coeficiente de partición, se obtendrían los siguientes resultados para cada intervalo.

$$v_1 = \frac{0.024 - 0.020}{0.024 (1-0.020)} = 0.17 \quad v_2 = 0.056 \quad v_3 = 0.77$$

Lo cual reafirma un valor mayor de porosidad secundaria en el tercer intervalo, un 77% del total de la porosidad.

Siguiendo el procedimiento referido en 3.2.2.8, para el cálculo de exponente de porosidad de la gráfica de $\log R_t$ vs $\log \phi$ se obtiene m , calculando la pendiente de la recta formada. Los valores de R_t se obtuvieron del registro Doble Laterolog (DLL) (fig. 4.4) tomando en cuenta que si:

$$RLLD > RLLS \quad R_t = 2.4 RLLD - 1.4 RLLS$$

$$RLLD < RLLS \quad R_t = 1.7 RLLD - 0.7 RLLS$$

RLLD Resistividad profunda.

RLLS Resistividad somera.

Los datos se presentan en la Tabla 4.4.

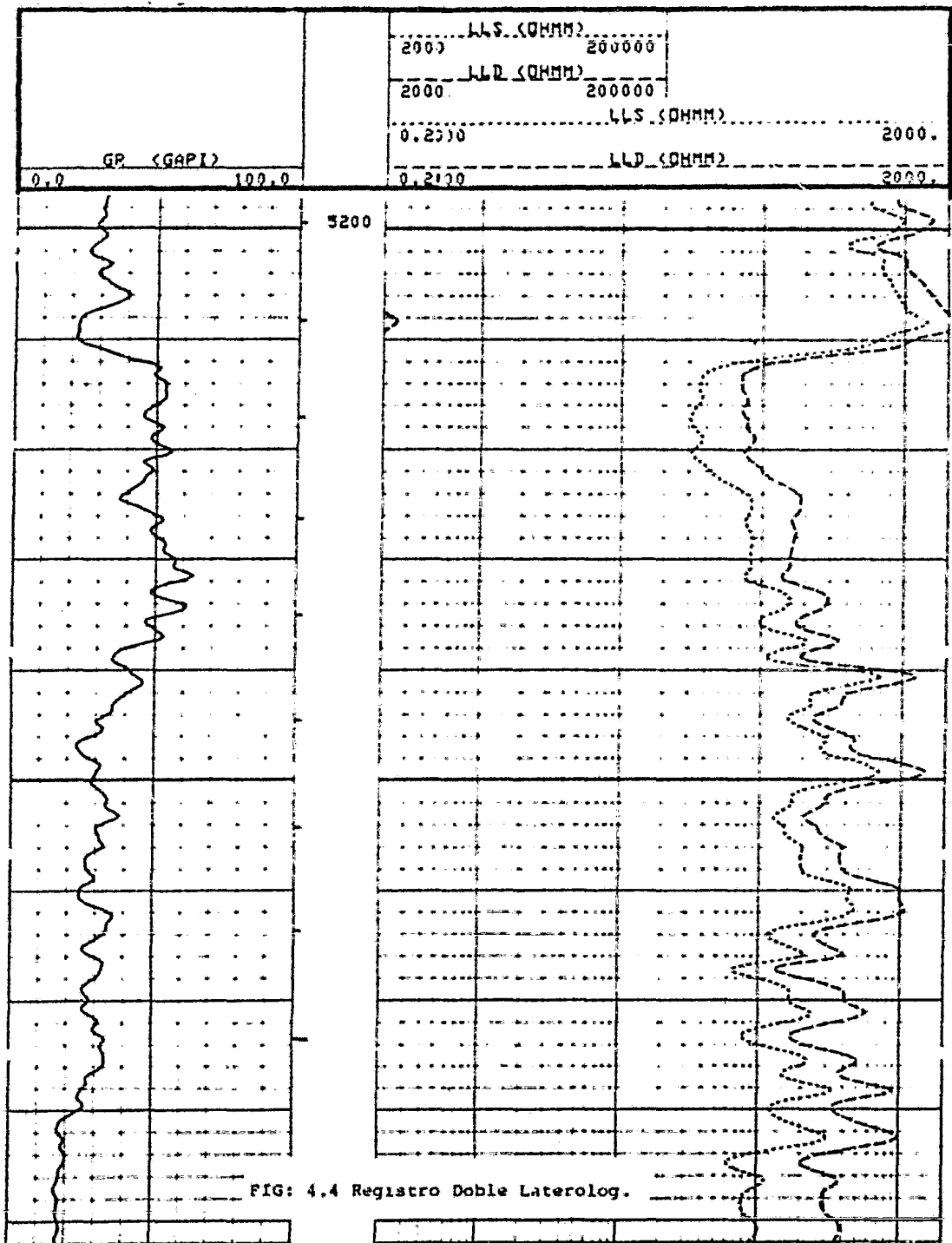


TABLA 4.4

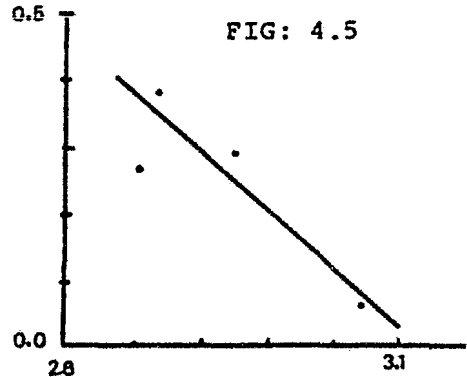
PROF (m)	RLLS (ohm-m)	RLLD (ohm-m)	Rt		Ø COR
5220	400	700	1120	} 1023	3.1
5221	350	590	926		
5222	200	320	488	} 528	2.4
5223	280	400	568		
5224	500	750	1100	} 1075	1.2
5225	450	700	1050		
5226	170	300	482	} 482	1.8
5227	170	300	482		
5228	200	400	680	} 680	2.0
5230	200	400	680		
	log Rt		log Ø		
5221	3.00		0.49		
5223	2.72		0.38		
5225	3.03		0.08		
5227	2.68		0.26		
5229	2.83		0.30		

. Graficando los puntos anteriores

$$m = \frac{X}{Y} \quad \text{para este caso}$$

ajustando la curva par los 4
puntos graficados.

$$m = 1.48 \approx 1.5$$



El análisis de litoporosidad nos proporciona una mejor aproximación del valor de porosidad secundaria, así como de los componentes de la roca, (porcentajes de caliza, dolomía, lutita y/o sílice). Dicho análisis es realizado por computadora, tomando datos de los registros con el espaciamiento -- más corto que sea posible; así si tenemos para el primer intervalo los siguientes datos promedio.

$$\Delta t_f = 189 \quad \Delta t = 46.5 \quad \rho_f = 1.0 \quad \phi_{NF} = 1 \quad \phi_N = 0.02$$

se obtienen valores de $M = 0.76$ $N = 0.52$

ubicando este punto en la gráfica de M vs N (fig. 3.22) se obtiene que la formación es de aproximadamente 100% dolomía.

En la tabla 4.5 se presentan los resultados de los 3 intervalos; analizados en el IMP mediante la computadora*, cada 5 metros. (fig. 4.6)

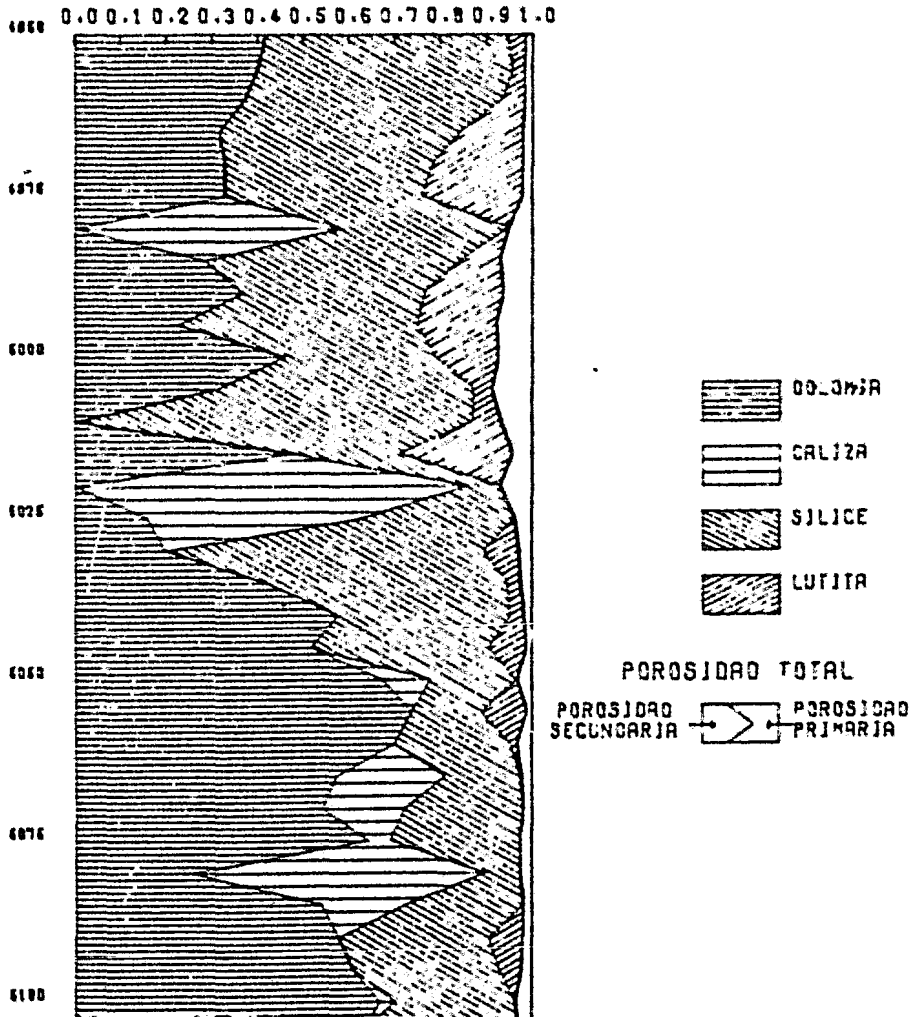
TABLA 4.5

PROF	ϕ_1	% CAL.	% DOL.	% LUT.	ϕ TOTAL
5200	0	70	30	-	0.70
5205	2.94	23	72	5	2.94
5210	3.83	-	55	45	3.83
5215	3.00	33	50	17	3.00
5220	0.98	50	49	1	1.03
5225	1.16	-	77	23	1.16
5230	1.45	-	70	30	1.45
5270	0.52	-	7-	30	0.52
5275	0.42	32	62	6	0.42
5280	0.11	30	61	9	0.11
5285	0.68	13	70	17	0.68
5410	0	60	38	2	1.24
5415	1.13	45	53	2	1.13
5420	1.54	14	63	23	1.54
5425	0.84	56	44	-	1.13
5430	0	45	54	1	1.19
5435	0.58	40	59	1	0.82
5440	0	35	63	2	2.05
5445	0	40	59	1	0.94
5450	0	6	90	4	3.71

FIG. No 4.6

LITOLOGIA Y POROSIDAD POZO MORA NO. 1

LITOLOGIA
(FRACCION)



6126

6160

6176

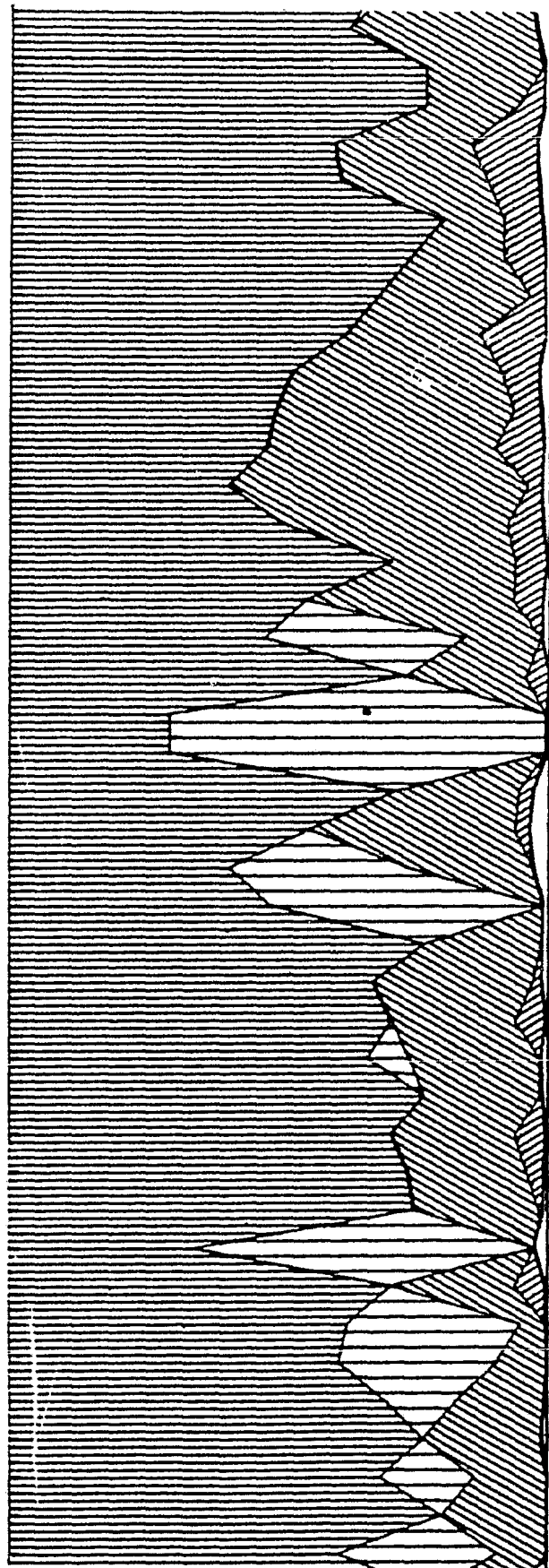
6200

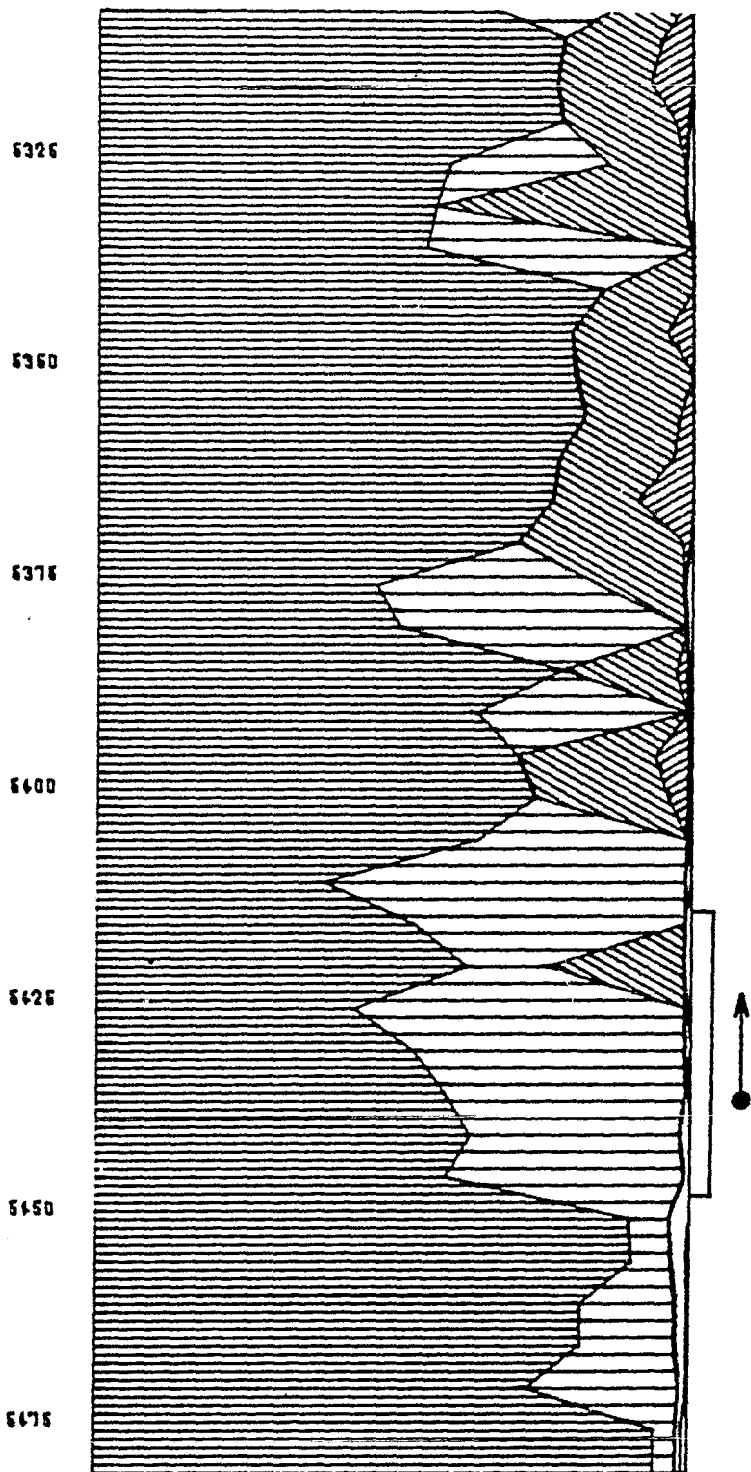
6226

6260

6276

6300





DISTRIBUCION DE FLUIDOS.

Haciendo el cálculo de la Sw por el método de Aguilera²⁰ se obtuvieron los resultados mostrados en las tablas 4.6, 4.7 y 4.8.

TABLA 4.6

PROFUNDIDAD	I	Sw %
5200	2.994	36.901
2505	1.189	85.422
5210	3.986	28.450
5215	3.041	36.386
5220	1.408	73.244
5225	1.604	65.093
5230	2.046	52.154

TABLA 4.7

5270	.767	100.000
5275	2.598	41.986
5280	.804	100.000
5285	5.950	19.765

TABLA 4.8

PROFUNDIDAD	I	Sw %
5410	5.782	20.285
5415	10.357	11.942
5420	13.161	9.604
5425	10.428	11.868
5430	8.232	14.713
5435	5.510	21.196
5440	19.997	6.566
5445	6.375	18.563
5450	38.430	3.626

Se presentan además los resultados obtenidos mediante un análisis convencional en un pequeño tramo de la formación, considerando que la salinidad es de 200 000 p.p.m, temperatura de la formación igual a 135° C. (gráfica Sw - 1^o)

TABLA 4.9

PROFUNDIDAD	Rw = 0.012		m = 1.5	
	Rt	∅	Sw %	
5220	1023	0.031	12.0	
5223	528	2.4	20.1	
5225	1075	1.2	30.0	
5228	482	1.8	29.3	
5230	680	2.0	22.4	

5. RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES.

1.- De los métodos presentados, el uso de gráficas cruzadas para obtener litología y porosidad, es uno de los más certeros para obtener valores representativos de la formación, pues no tiene los problemas que presenta la comparación de 2 registros.

2.- Al calcular S_w , téngase en cuenta que los valores obtenidos utilizando 2 métodos distintos, no necesariamente deben coincidir, debido a que cada uno de ellos tiende a responder a condiciones diferentes dentro de la formación.

3.- El exponente "m" de porosidad, encontrado en el primer intervalo analizado, se ajusta fácilmente, no siendo así en los otros intervalos, con lo que debe ajustarse una recta a los puntos a la izquierda de la gráfica.

4.- De los resultados de porosidad obtenidos en los diferentes intervalos, se observa una variación considerable entre los métodos de gráficas cruzadas y CNL - FDC, principalmente a que el CNL - FDC no considera los porcentajes de caliza y dolomía existentes, además de los problemas mencionados en el punto 3.2.2.4.

5.- Los registros de amplitud y VDL son de gran ayuda

para realizar un examen preliminar cualitativo acerca de la posible presencia de fracturas en la formación.

REFERENCIAS.

- 1.- Mardock, E. S. and Myers, J. P.- "Radioactivity logs Define Lithology in the Spraberry Formation". The Oil and Gas Journal (November 29, 1951), 96 - 102.
- 2.- Aguilera, Roberto.- "Analysis of Naturally Fractured Reservoir from Sonic and Resistivity Logs" J. P. T. (November 1974), 1233 - 1238.
- 3.- Información proporcionada por Petróleos Mexicanos, Villahermosa, Tabasco (1983).
- 4.- Graton, L. C. and Fraser, H. J.- "Sistematic Packing of Sheres - With Particular Relation to Porosity and Permeability". Journal of Geology (November - December 1935) 785 - 909.
- 5.- Griggs, D. T. and Handin, J. W.- Observations of Fracture and a Hypothesis of Earthquakes". Geol. Soc. America, Mem. 79 (1960), 347 - 364.
- 6.- Stearns, D. W. and Friedman, M.- "Reservoirs in Fractured Rock". AAPG Memoir 16 (1972), 82 - 106.
- 7.- Craft, B. C. and Hawkins, M. F.- "Applied Petroleum Reservoir Engineering". Prentice - Hall Inc. (1962).
- 8.- Selley, R.- "An Introduction to Sedimentology". Ed. Academic Press, New York (1976), 134 - 135.
- 9.- Twenhofel, W. H.- "Principles of Sedimentation". McGraw-Hill. Book Company, Inc. New York, (1960).
- 10.- Elkins, L. F.- "Reservoir Performance and Well Spacing,

- Spraberry Trend Area Field of West Texas". Transactions. AIME (1953), 301 - 304.
- 11.- Daniel, E. J.- "Fractured Reservoirs of Middle East."- Bulletin AAPG (May, 1954), 774 - 815.
 - 12.- Delgado, O. R. and Loreto, E. G.- "Reforma's Cretaceous Reservoirs: An Engineering Challenge". Petroleum Engineer (December 1975), 56 - 66.
 - 13.- Regan, L. J.- "Fractured Shale Reservoirs of California". Bulletin 37. AAPG (February 1953), 201 - 216.
 - 14.- Smith, J. E.- "Basement Reservoir of La Paz - Mara Oil Fields. Western, Venezuela". Bulletin 40, AAPG (February 1956), 380 - 385.
 - 15.- Sangree, J. B.- "What You Should Know to Analyze Core - Fractures". World Oil (April 1969), 69 - 72.
 - 16.- Kelton, F. C.- "Analysis of Fractured Limestone Cores". Transactions AIME, 189 (1950), 225 - 234.
 - 17.- Locke, L. C. and Bliss, J. E.- "Core Analysis Technique for Limestone and Dolomite". World Oil (September 1950), 204.
 - 18.- Pirson, S. J.- "How to Map Fracture Development From -- Well Logs". World Oil (March, 1967).
 - 19.- Dempsey, J. C. and Hickey, J. R.- "Use of Borehole Camera for Visual Inspection of Hydraulically Induced Fractures". Producers Monthly (April 1958), 18 - 21.
 - 20.- Jensen, O. F. Jr. and William R.- "Photographic Evaluation of Water Wells". The Log Analyst (March, 1965), - 15 - 26.

- 21.- Mullins, J. E.- "New Tool Takes Photos in Oil and Mudfilled Wells". World Oil (June, 1966), 91 - 94.
- 22.- Kotyakhov, F. I. and Serebrennikov, S. A.- "Evaluation of the Distribution of Fractures in Oil and Gas Reservoirs by Subsurface Photography". Geol. Nefti i Gaza -- (November, 1964), 26 - 30.
- 23.- Briggs, R. O.- "Development of a Downhole television Camera". Fifth Annual SPWLA Logging Symposium, Midland -- Tex., May 13 - 15, (1964).
- 24.- Zemanek J. and Caldwell, R. L., Glenn, E. E. Jr., Holcomb S. V., Norton, L. J. and Straus, A. J. D.- "The Borehole Televiewer - a New Logging Concept for Fracture Location and J. P. T. (July, 1969).
- 25.- Fraser, C. D. and Pettitt, B. E.- "Results of a Field - Test to Determine the Type and Orientation of a Hydraulically - Induced Formation Fracture". J. P. T. (May - 1962). 463 - 466.
- 26.- Gómez, R. O.- "Registros de Pozos - Parte 1 - Teoría e Interpretación" Organización Gráfica Editorial S. A. -- México, D. F. (1975).
- 27.- Rodríguez Nieto, R.- "Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos". U.N.A.M. (1982).
- 28.- Burke, J. A., Schmidt, A. W. and Campbell, R. L. Jr.- - "The Litho Porosity Cross Plot". SPWLA Reprint Volume - Gamma Ray, Neutron and Density Logging, (March, 1978).

- 29.- Evaluación de Formaciones en Venezuela, Schlumberger (1980).
- 30.- Aguilera, Roberto.- "Analysis of Naturally Fractured Reservoirs from Conventional Well Logs". J. P. T. (July, 1976). 764 - 772.
- 31.- Aguilera, Roberto.- "The Fractured of Evaluating Original Oil - In - Place in Naturally Fractured Reservoirs". Trans, SPWLA El Paso, Tex. (June 13 - 16, 1978).
- 32.- Aguilera, Roberto.- "Naturally Fractured Reservoirs". ED. Gulf. Publishing. U.S.A. (1980).
- 33.- Log Interpretation, Volume I - Principles, Document, -- Schlumberger, Edition (1972).
- 34.- Log Interpretation, Charts, Schlumberger, Edition (1979)
- 35.- Introduccion al Análisis de los Registros de Pózos, Petroleo Internacional, (Mayo, 1981).
- 36.- Bassó, A. S.- "Estudio de Evaluación de las Formaciones Productoras del Area Huimanguillo, Tabasco, Campo Mora. Evaluación de la Formación Primer Reporte". IMP. (1982)
- 37.- Suau J and Cartner J.- "Fracture Detection From the - - Logs" Schlumberger, Publication.
- 38.- Bassó, S. A.-"Caracterización de Yacimientos Naturalmente Fracturados". U.N.A.M. Tesis. División de Estudios de Posgrado (1981).

7.- NOMENCLATURA .

SIMBOLO	SIGNIFICADO	UNIDADES.
A	Area	cm ²
AMPL	Registro de amplitud (onda compresional)	
BHC	Registro sónico compensado.	
Boi	Factor de volumen del aceite inicial	m ³ o/m ³ o
CALI	Calibración del agujero	pulgadas.
CNL	Registro neutrón compensado	
DPHI	Porosidad del registro de densidad.	fracción
dp/dl	Gradiente de presión en dirección del flujo	atm/cm
DT	Δt	μ seg/pie
dv	Gradiente de velocidad	
F	Factor de formación.	
<u>F</u>	Fuerza de viscosidad	cp/cm ² /seg
FDC	Registro de densidad compensado.	
Ft	Factor de formación del sistema de doble porosidad	adim
h	Espesor de la fractura	cm
I	Indice de resistividad	adim

SIMBOLO	SIGNIFICADO	UNIDADES.
ILD	Registro de inducción profundo	
ILm	Registro de inducción medio	
J	Indice de productividad	m ³ /día/kg/cm ²
K	Permeabilidad absoluta	darcys
kb	Permeabilidad de la matriz	darcys
ke	Permeabilidad efectiva	darcys
kr	Permeabilidad relativa	darcys/darcys
kro	Permeabilidad relativa al aceite.	darcys/darcys
krw	Permeabilidad relativa al agua	darcys/darcys
kv	Permeabilidad del capilar	darcys
L	Longitud	cm
LLD	Laterolog profundo	ohm-m
LLS	Laterolog somero	ohm-m
M	Parámetro litológico indepen- diente de la porosidad	
m	Exponente de porosidad	
N	Parámetro litológico indepen diente de la porosidad	
NPHI	Porosidad del registro neutrón	fracción
n	Exponente de saturación	
<u>N</u>	Número de capilares.	
P	Presión	PSI o Kg/cm ²
Ph	Valor de P para zonas con hidro carburos.	

SIMBOLO	SIGNIFICADO	UNIDADES
P_{100}	Valor medio de P.	
q	Gasto	cm ³ /seg
r	Radio	cm
Rfo	Resistividad del sistema 100% saturado de agua	ohm-m
RLLD	Resistividad Laterolog <u>profundo</u>	ohm-m
RLLS	Resistividad Laterolog somero	ohm-m
Rmf	Resistividad del filtrado del lodo	ohm-m
Ro	Resistividad de la formación 100% saturada de agua	ohm-m
Rt	Resistividad verdadera de la formación	ohm-m
Rw	Resistividad del agua de la <u>formación</u> .	ohm-m
SGR = GR	Registro rayos gamma	°API
SHC	Saturación de hidrocarburos	fracción
SP	Potencial espontáneo	milivolts
SPHI	Porosidad del registro sónico	fracción
Sw	Saturación de agua	fracción
V	Coefficiente de partición	m ³ /m ³
<u>V</u>	Velocidad aparente	
Vb	Volumen de roca	m ³ r

SIMBOLO	SIGNIFICADO	UNIDADES
VDL	Registro de densidad variable	
Vf	Volumen de fracturas	m ³
W	Ancho de fractura	cm
WOR	Relación agua - aceite	m ³ w/m ³
Δt	Tiempo de tránsito del registro sónico	μ seg/pie
Δt_f	Tiempo de tránsito del fluido	μ seg/pie
Δt_m	Tiempo de tránsito de la matriz	μ seg/pie
μ	Viscosidad	cp
μ_g	Viscosidad del gas	cp
μ_o	Viscosidad del aceite	cp
μ_w	Viscosidad del agua	cp
ρ	Densidad	gr/cm ³
ρ_f	Densidad del fluido de la formación	gr/cm ³
ρ_m	Densidad de la matriz (b)	gr/cm ³
ρ_t	Densidad de la formación	gr/cm ³
ϕ	Porosidad total	fracción
ϕ_b	Porosidad de la matriz	fracción
ϕ_d	OPHI	fracción
ϕ_N	Porosidad del registro neutrón	fracción
ϕ_1	Porosidad primaria	fracción
ϕ_2	Porosidad secundaria	fracción
$(\phi_n)_f$	Porosidad equivalente al fluido = 1	

SIMBOLO	SIGNIFICADO	UNIDADES
ZIL-LL8	Registro doble inducción - <u>La</u> terolog 8	
% CAL	Por ciento de caliza	
% DOL	Por ciento de dolomía	
% LUT	Por ciento de lutita o sílice	