

2 ef  
4



**Universidad Nacional Autónoma de México**  
FACULTAD DE INGENIERIA

**"Registros Radiactivos y  
Nucleares en Pozos".**

TRABAJO ESCRITO

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

**Ingeniero Geofísico**

P R E S E N T A

**José de Jesús Chávez Ferreyro**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



## **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 está 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.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
DE CHILE

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección  
60-I-56

Señor CHAVEZ FERREYRO JOSE DE JESUS.  
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que aprobado por esta Dirección, propuso el Prof. Ing. - F. Alejandro Arroyo Carrasco, para que lo desarrolle como trabajo escrito para su Examen Profesional de la carrera de INGENIERO GEOFISICO.

"REGISTROS RADIATIVOS Y NUCLEARES EN POZOS"

- INTRODUCCION.
- I GENERALIDADES.
- II HERRAMIENTAS.
- III FACTORES QUE ALTERAN LA RESPUESTA DE LAS HERRAMIENTAS.
- IV CORRECCION DE LA INFORMACION.
- V INTERPRETACION.
- BIBLIOGRAFIA.

Ruego a usted se sirva tomar debida nota de que en cumplimiento con lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá prestar -- Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como -- requisito indispensable para sustentar Examen Profesional; así -- como de la disposición de la Coordinación de la Administración -- Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de los -- ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente.

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"  
Cd. Universitaria, D. F., Marzo 20 de 1985.  
EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rasqón Chávez

Jm  
OARCH' MRV'gtg

" I N D I C E "

---

	<u>PAG</u>
<u>INTRODUCCION</u>	
I.- <u>GENERALIDADES</u> .....	1
a).- RADIOACTIVIDAD.....	1
b).- FUNDAMENTOS DE LOS PROCESOS NUCLEARES.....	1
c).- UNIDADES DE LAS RADIACIONES RADIOACTIVAS..	2
d).- PROPIEDADES DE LAS RADIACIONES ALFA.....	3
e).- PROPIEDADES DE LAS RADIACIONES BETA.....	4
f).- PROPIEDADES DE LAS RADIACIONES GAMMA.....	5
EL NEUTRON.....	6
DISPERSION ELASTICA O DESACELERAMIENTO DE NEUTRONES.....	7
CAPTURA RADIOACTIVA.....	7
SECCIONES TRANSVERSALES NUCLEARES EN LAS RADIACIONES DE NEUTRONES.....	10
PROBABILIDAD DE COLISION.....	11
REPETICION DE COLISIONES.....	13
ABSORCION DE LOS RAYOS GAMMA.....	14
EFECTO FOTOELECTRICO.....	15
EFECTO COMPTON.....	15
PRODUCCION DE PARES.....	16
LOS DETECTORES DE RADIACIONES .....	17
CAMARA DE IONIZACION.....	17
CONTADORES PROPORCIONALES.....	19
CONTADOR GEIGER MULLER.....	20
CONTADOR DE CENTELLEO O CINTILOMETRO.....	21
VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS CONTADORES.....	22
PROPIEDADES NUCLEARES DE LOS ELEMENTOS QUE SON COMUNES EN LAS FORMACIONES.....	23
UNIDADES DE MEDIDA DE LOS REGISTROS NUCLEARES...	27

DESCRIPCION GENERAL DE LA UNIDAD (CSU).....	31
CABINA DE REGISTRO.....	32
EL CSU .....	32
NORMAS DE SEGURIDAD EN MANEJO DE MATERIALES RA- DIOACTIVOS.....	34
FUENTE EN CONTENEDOR.....	41
PROTECCION EN EL MANEJO DE FUENTES RADIOACTIVAS PARA REGISTROS.....	44
<b>II.-HERRAMIENTAS.....</b>	<b>49</b>
REGISTROS DE RAYOS GAMMA NATURALES.....	49
REGISTRO EPITERMICO DE PARED.....	57
REGISTRO DE NEUTRON COMPENSADO.....	63
REGISTRO DE TIEMPO DE DECAIMIENTO TERMICO MODE- LO TDT-KB.....	69
<b>III. <u>FACTORES QUE AFECTAN LA RESPUESTA DE LA HERRA -</u></b>	
<b>    <u>MIENTA</u> .....</b>	<b>84</b>
INTRODUCCION.....	84
A).- LODO DE PERFORACION.....	85
B).- ENJARRE.....	88
C).- DIAMETRO DE AGUJERO.....	90
D).- TUBERIA DE REVESTIMIENTO.....	91
E).- POSICIONAMIENTO DE LA SONDA.....	92
F).- ESPACIAMIENTO FUENTE-DETECTOR.....	93
G).- EFECTO DE EXCAVACION.....	93
H).- EFECTOS ESTADISTICOS.....	95

<u>IV.-CORRECCIONES A LA INFORMACION.....</u>	96
a).- INTRODUCCION.....	96
b).- CORRECCIONES A LA INFORMACION DEL REGIS - TRO DE RAYOS GAMMA.....	96
c).- CORRECCIONES A LA INFORMACION DEL REGIS TRO DE DENSIDAD COMPENSADO.....	98
d).- CORRECCIONES A LA INFORMACION DEL REGIS- TRO EPITERMICO DE PARED.....	99
e).- CORRECCIONES A LA INFORMACION DEL REGIS- TRO DE NEUTRON COMPENSADO.....	101
f).- CORRECCIONES A LA INFORMACION DEL REGIS- TRO DE TIEMPO DE DECAIMIENTO.....	104
<u>V.- I N T E R P R E T A C I O N.....</u>	107
a).- INTRODUCCION.....	107
b).- INTERPRETACION DE RAYOS GAMMA NATURALES.	108
c).- REGISTRO DE DENSIDAD COMPENSADO.....	114
d).- INTERPRETACION DEL REGISTRO EPITERMICO - DE PARED.....	123
e).- INTERPRETACION DEL REGISTRO DE NEUTRON _ COMPENSADO.....	125
f).- INTERPRETACION DEL REGISTRO DE TIEMPO DE DECAIMIENTO.....	136
<u>A P E N D I C E.....</u>	153
1.- REGISTRO DE LITODENSIDAD.....	153
2.- REGISTRO DE ESPECTROSCOPIA DE RAYOS GAMMA NATU RALES.....	157
3.- PROCESOS SINERGETICOS.....	162
<u>C O N C L U S I O N E S.....</u>	166
<u>B I B L I O G R A F I A.....</u>	169

## INTRODUCCION

Un Registro Geofísico de Pozo, es la representación gráfica o digital de una propiedad física de la roca contra la profundidad.

Los Registros Geofísicos de Pozos han tenido un notable desarrollo desde que Conrad Schlumberger los comercializó en la segunda década del presente siglo y en la actualidad son indispensables en la perforación de un pozo.

Los Registros Geofísicos dentro de su evolución, se han clasificados por una parte de acuerdo al principio físico con que opera la herramienta en: acústicos, resistivos, sónicos, nucleares y mecánicos y por otra parte, en función del dato geofísico que brindan, como es la porosidad y la resistividad.

Este escrito está abocado a los Registros Radioactivos y Nucleares, los cuales en la actualidad han tenido un gran desarrollo, principalmente por las necesidades de la Industria Petrolera que requiere cada día de instrumentos más sofisticados y eficientes que midan de una manera casi directa, las condiciones de las formaciones que se atraviesan en un pozo.

En sus inicios, el desarrollo de los Registros Radioactivos y Nucleares fué lento, debido a la falta de confianza y al poco entendimiento de los procesos nucleares. Ahora en los últimos años su desarrollo ha sido intenso, ya que compañías particulares, Laboratorios Gubernamentales y Universidades, han trabajado mucho en este campo por lo que ahora, se ofrece un gran número de Registros Radioactivos y Nucleares que operan sobre el principio general de detección de Rayos Gamma ya sea en forma natural o por medio de bombardeos a las formaciones con neutrones.

La interpretación cuantitativa de los Registros Radioactivos y Nucleares, requiere una comprensión de los principios físicos sobre los que operan, para entender cómo funcionan, cuando se obtiene la máxima información, si el registro es confiable, y qué tipos de correcciones deben hacerse por efectos de perturbación.

En este escrito se verán las bases físicas antes de entrar al estudio de estos registros, para obtener así una buena comprensión de ellos.



## I.- GENERALIDADES

### a).- RADIOACTIVIDAD

Poco después del anuncio de Röntgen, de su descubrimiento de los Rayos X, el físico Francés Henri A. - Becquerel, encontró por accidente una propiedad inexplorada en las sales comerciales de uranio (1896). De mostró que la sal de uranio emitía rayos aún cuando no se expusiera a la luz solar y que éstos rayos perduraban por mucho tiempo. Así Marie Curie, dió al sorprendente fenómeno el nombre de "RADIOACTIVIDAD" (1898). Actualmente se conocen cerca de veinte elementos radioactivos, algunos ocurren en la naturaleza en forma natural, otros se producen mediante procesos de transmutación y desintegración nuclear.

La radioactividad es emisión de radiaciones producto de la desintegración de átomos.

### b).- FUNDAMENTOS DE LOS PROCESOS NUCLEARES

En 1899 casi simultáneamente, Becquerel en Francia, Meyer Schweidler y Gisel en Alemania, observaron que las radiaciones podían desviarse en un campo magnético en la misma dirección que los rayos catódicos, lo que demostraba que cuando menos una parte de las radiaciones consistía de partículas con cargas negativas. Por el mismo período, Rutherford experimentó y concluyó que las radiaciones emitidas por un compuesto de uranio eran de dos clases: las primeras las llamó Rayos Alfa ( $\alpha$ ) con una penetración en una lámina de aluminio de hasta 0.002 cm, lo que significa que su poder de penetración es muy débil. Sin embargo, estos rayos son capaces de producir una marcada ionización al contacto con gases, en parte debido a su masa y a su alta velocidad.

Los segundos rayos llamados Beta ( $\beta$ ), son mucho--  
 mas penetrantes que los rayos Alfa y se requieren de  
 algunos milímetros de aluminio para absorberlos, -  
 siendo su poder de ionización considerablemente me -  
 nor.

Por último, los rayos GAMMA ( $\gamma$ ) los descubrió P.  
 Villard en 1900 y observó que no son susceptibles de  
 desviarse en un campo magnético. Sin embargo, poseen  
 un altísimo poder de penetración, algunas veces aún-  
 varios centímetros de aluminio no logran frenarlos y  
 su poder de ionización es muy bajo a su paso por el  
 aire. Los rayos Gamma como los rayos X y los rayos-  
 luminosos, son una forma de radiación electromagnéti-  
 ca.

c).- UNIDADES DE LAS RADIACIONES RADIOACTIVAS

En estudios atómicos la energía se expresa en una -  
 unidad llamada ELECTRON-VOLT, abreviándola eV. El -  
 electrón - volt, es la energía adquirida por cual -  
 quier partícula cargada que lleve una carga unitaria  
 (electrónica), al caer a través de un potencial de -  
 un volt y es equivalente a  $1.603 \times 10^{-12}$  erg. Por con-  
 veniencia se emplean otras unidades de energía, una  
 igual a un millar de eV llamada kilo-electrón-volt -  
 (Kev) igual a  $1.60 \times 10^{-9}$  erg y la otra que es igual  
 a 1'000,000 de eV llamada megaelectrón-volt (MeV) y  
 es igual a  $1.60 \times 10^{-6}$  ergs. Se ha obtenido una ex-  
 presión que relaciona el tanto de energía en MeV con  
 la longitud de onda ( $\lambda$ ) en cm.de alguna radiación.

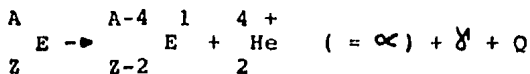
$$E(\text{Mev}) = \frac{1.24 \times 10^{-10}}{\lambda} \text{ --- I.1}$$

d) .- PROPIEDADES DE LAS RADIACIONES ALFA ( $\alpha$ )

Una partícula Alfa se puede emitir a partir de un núcleo atómico durante un decaimiento radioactivo. Está cargada positivamente y tiene dos protones y dos neutrones.

Físicamente es idéntica al núcleo de un átomo de Helio.

Por la emisión  $\alpha$ , el elemento de número atómico  $Z$  se transforma en un elemento atómico  $Z-2$  y el número de núcleos disminuye de  $A$  a  $A-4$ .



El factor  $\gamma$  es solo simbólico. En ciertas transiciones no existirá emisión gamma, en otras algunos - fotones podrán seguir la emisión de la partícula. El término  $Q$  representa la energía adicional realizada en la transición.

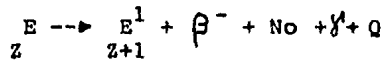
Las partículas Alfa tienen muy bajo poder de penetración y a la temperatura y presión normal solo pueden penetrar algunos materiales unas décimas de um.

Energía de los Rayos Alfa (MeV)	1	2	3	4	5	6	7
Elemento o Compuesto							
Aire (mm)	5	10	17	25	35	47	59
Aluminio (um)	4	7	11	16	22	29	
Hierro (um)	2	4	6	8	11	14	

e).- PROPIEDADES DE LAS RADIACIONES BETA ( $\beta$ )

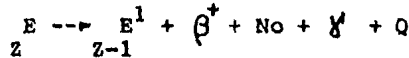
Una partícula  $\beta$  físicamente es idéntica a un electrón y puede ser emitida por un núcleo atómico durante un decaimiento radioactivo. Puede estar cargada positivamente (Positrón) o negativamente (electrón).

Durante la emisión  $\beta$  el elemento de número atómico  $Z$  se transforma en un elemento de número atómico  $Z + 1$ .



$\gamma$  y  $Q$  son iguales al inciso d),  $N_0$ , representa el neutrino.

Durante la emisión  $\beta^+$  el elemento de número atómico  $Z$  se convierte en un elemento de número atómico  $Z-1$ .



Estas partículas tienen mayor poder de penetración que las partículas Alfa. Dependen de la energía cinética del electrón/positrón.

ENERGIA (MEV)	0.01	1	2	3
MATERIAL (DENSIDAD)				
AIRE (0.0013)	1.9	3800	8350	12,800
AGUA (1.0)	0.002	4.3	9.6	14.9
ALUMINIO (2.7)	0.001	2.1	4.5	6.9
FIERRO (7.8)	$0.4 \times 10^{-3}$	0.78	1.7	2.6

f).- PROPIEDADES DE LAS RADIACIONES GAMMA ( $\gamma$ )

Los rayos gamma ( $\gamma$ ), son radiaciones electromagnéticas similares a los rayos X, solo que de longitud de onda mas corta. No es posible distinguir entre rayos gamma y rayos x, pero el término rayos gamma se emplea cuando éstos son emitidos por un núcleo en estado excitado. En cambio los rayos X son el resultado de las transiciones entre niveles de energía.

Los rayos gamma son de alta penetración, posiblemente se requiera de varios centímetros de metal para reducir su intensidad a tal grado que sea difícil de tectarla. A su paso por la materia, los rayos gamma como las demás radiaciones, pierden energía y por lo tanto, son absorbidos de varias maneras, tres de las cuales se consideran las mas importantes como son: efecto fotoeléctrico, efecto Compton y la producción de iones pares.

La energía de los rayos gamma de las radiaciones naturales fluctúan entre 0.04 y 3.2 Mev.

Los rayos gamma que acompañan a los cambios radioactivos pueden ser de decadencia alfa o beta. La transición radioactiva deja al núcleo original en un estado de alta energía (excitación) y el exceso se emite en forma de radiación gamma (figura I.1).

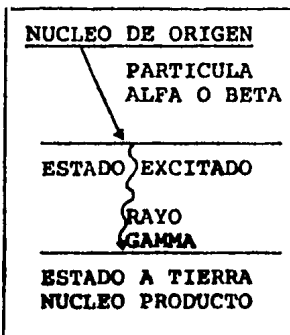


FIG. I.1

También se puede tener emisión de rayos gamma, cuando los numerosos elementos estables se proveen de suficiente energía y pueden elevarse a estados de energía excitados, que después decaen en una proporción medible a su estado normal, emitiendo en este de -

caimiento rayos gamma. Cabe hacer la aclaración que no todos los cambios radioactivos van acompañados de rayos gamma. Esta aclaración no será explicada, por no ser del objetivo de este escrito.

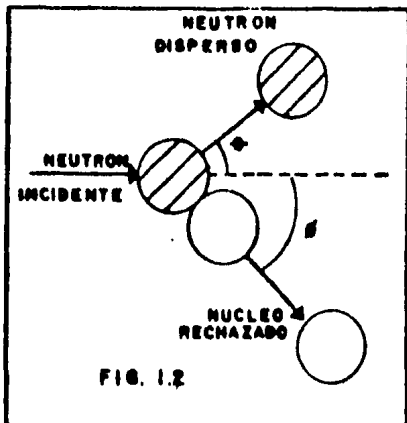
### EL NEUTRON

En 1920, Rutherford consideró la existencia de una partícula de carga de cero y masa unitaria que no sería rechazada por el núcleo atómico, por lo que entraría fácilmente en la estructura atómica; esta partícula se denominó NEUTRON. En general los neutrones pueden interactuar con los núcleos - de dos formas: dispersión elástica o por captura radioactiva.

#### DISPERSION ELASTICA O DESACELERAMIENTO DE NEUTRONES

La dispersión elástica es la reacción mas sencilla, considerándose que los neutrones son los proyectiles. Este término se emplea para una colisión nuclear, aquí que el neutrón (proyectil) le transfiere energía cinética al núcleo (blanco), lo que da lugar a que no se forme un núcleo compuesto ni - halla estado de excitación, sencillamente el neutrón incidente queda sin una parte de su energía y que aparece como energía cinética. Este efecto es esencialmente elástico y es conocido como de "bola de billar". Esta interacción neutrón-núcleo atómico, se basa en las Leyes de la Mecánica como son la Ley de la Conservación de la Energía y del Momento Lineal.

La figura I.2, da una idea de como ocurre este efecto. El neu



trón incidente choca con el núcleo que se supone en reposo, el neutrón se dispersa en un ángulo  $\theta$  y el núcleo en un ángulo  $\phi$ . La relación entre ángulos y velocidades después del impacto, queda determinada por las Leyes antes referidas y el valor de la velocidad del neutrón antes del impacto. Después de la colisión, el núcleo adquiere energía cinética, esta energía adquirida (según la Ley de la

Conservación de la Energía) es exactamente la energía perdida por el neutrón en el impacto, es decir es energía transferida. Por lo que el neutrón después de cada colisión va reduciendo su energía.

La energía perdida por el neutrón se determina por el ángulo de dispersión y por la masa del núcleo, con el cuál choca. El caso del hidrógeno es de gran interés ya que las formaciones siempre contienen hidrógeno o se puede encontrar hidrógeno en el lodo de perforación. Observando la figura I.3, nótese que el neutrón puede perder toda su energía en una colisión con un núcleo de hidrógeno (protón), esto sucede porque el protón ha tenido la misma masa que el neutrón. Esta característica de pérdida de energía muy fraccionada en colisiones con núcleos de hidrógeno, es muy importante en el caso de los Registros de Neutrones.

La energía del neutrón, es una cantidad conocida con el nombre de letargo (lentitud), definida por:

$$u = L_n \frac{E_0}{E} \quad \text{----- I.2}$$

Donde  $E_0$ , es la energía del neutrón al abandonar la fuente y  $E$ , es su energía final.

#### CAPTURA RADIOACTIVA

Siendo el neutrón una partícula sin carga en términos eléctricos, no está sujeta a repulsión electrostática al acercarse al núcleo atómico. Cerca del núcleo atómico actúan fuerzas de atracción y el neutrón es así capturado. Esto implica que la captura de un neutrón, seguida de emisión de radiación gamma, debe ser asociada al aumento de la proporción neutrón-

protón, dando lugar a que el producto de la reacción ( $n, \gamma$ ) sea radioactivo.

Los neutrones al salir de la fuente, tienen un cierto nivel de energía que irá decayendo conforme el neutrón va sufriendo colisiones en el medio. La Tabla I.1, muestra la clasificación de neutrones:

NEUTRONES	ENERGIA
Alta Energía .....	10 Mev ó más
Veloces .....	10 Kev a 10 Mev
Intermedios .....	100 ev a 10 Kev
Lentos .....	0.03 ev a 100 ev
Epitérmicos .....	1 ev
Térmicos .....	0.025 ev

TABLA I.1



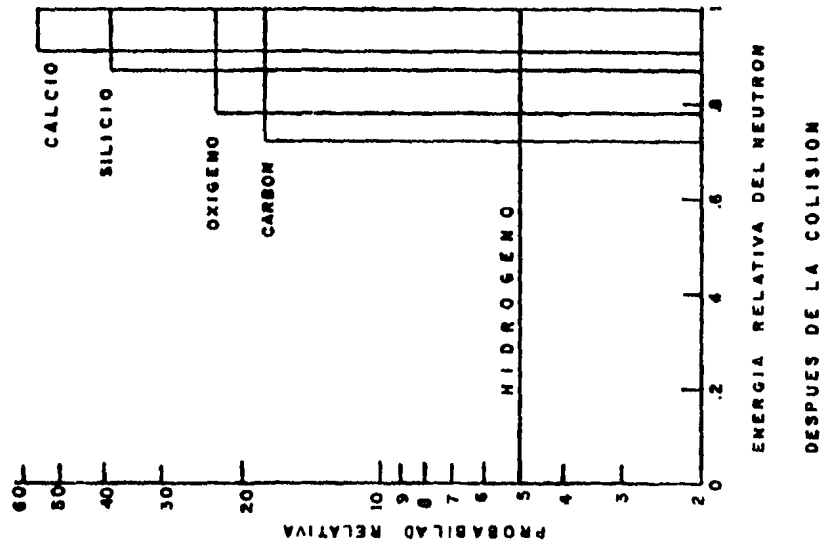


FIG. 1.3

El proceso de reducción de la energía de un neutrón por medio de dispersiones elásticas hasta la región termal, se denomina termalización o desaceleramiento. En el estudio de Registros Nucleares, las regiones de interés son regiones epitérmicas y regiones térmicas.

La energía termal generalmente se considera como  $KT$  donde  $K$ , es la constante de Boltzmann igual a  $8.61 \times 10^{-5}$  ev/grado y  $T$  es la temperatura absoluta igual a  $293^\circ K$  ( $20^\circ C$ ), de aquí se obtiene que la energía promedio de un neutrón térmico es igual a  $0.025$  ev. Comparando la energía de un neutrón veloz con respecto a la de un neutrón térmico, se concluye que la probabilidad de captura radioactiva de un neutrón veloz es mucho más baja que la probabilidad de captura de un neutrón térmico.

## SECCIONES TRANSVERSALES NUCLEARES EN LAS REACCIONES DE NEUTRONES

La Sección transversal nuclear, es una propiedad muy importante en la probabilidad de colisiones nucleares.

Esta cantidad puede considerarse como el tamaño efectivo del blanco presentado (un núcleo), al neutrón (proyectil) fig. I.4. Se realizaron experimentos y se observó que las secciones transversales para

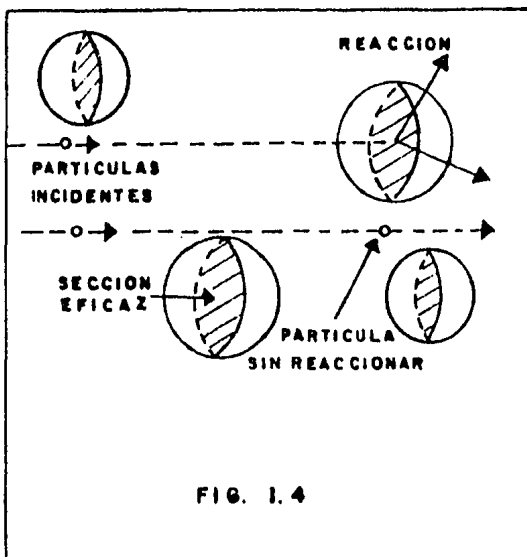


FIG. I. 4

neutrones térmicos y neutrones veloces, eran diferentes. Lo cual implica que esta cantidad varía con la energía del neutrón en consecuencia, es preciso especificar de la energía para la que fué medida la sección transversal nuclear.

Otro factor que se toma en cuenta, es aquél en el que la sección transversal de un núcleo, es diferente para cada reacción con neutrones. Por ejemplo, hay una sección transversal

para la dispersión elástica, otra para la captura radioactiva y otra para la dispersión inelástica.

La sección transversal nuclear, es el área efectiva en forma transversal de un núcleo individual, de una especie dada para una reacción particular. Así cuando la probabilidad del proceso es alta, la sección transversal es grande y viceversa, cuando hay poca probabilidad, la sección transversal será pe-

queña.

La sección transversal nuclear se expresa como:

$$\sigma = \frac{A}{NI} \text{ cm}^2/\text{partícula} \text{ ----- I.3}$$

Donde I, es el número de partículas incidentes en un tiempo dado sobre un área de  $1 \text{ cm}^2$  de material del blanco que contenga N núcleos y A, es el número de núcleos que sufren interacción durante ese tiempo determinado.

Un ejemplo en el que la sección transversal nuclear es diferente según la reacción, es la del Litio ( $\text{Li}^7$ ), que presenta secciones transversales diferentes para las reacciones  $\text{Li}^7 (p,n) \text{Be}^7$  y  $\text{Li}^7 (p, \alpha) \text{He}^4$ , que ocurren en forma simultánea.

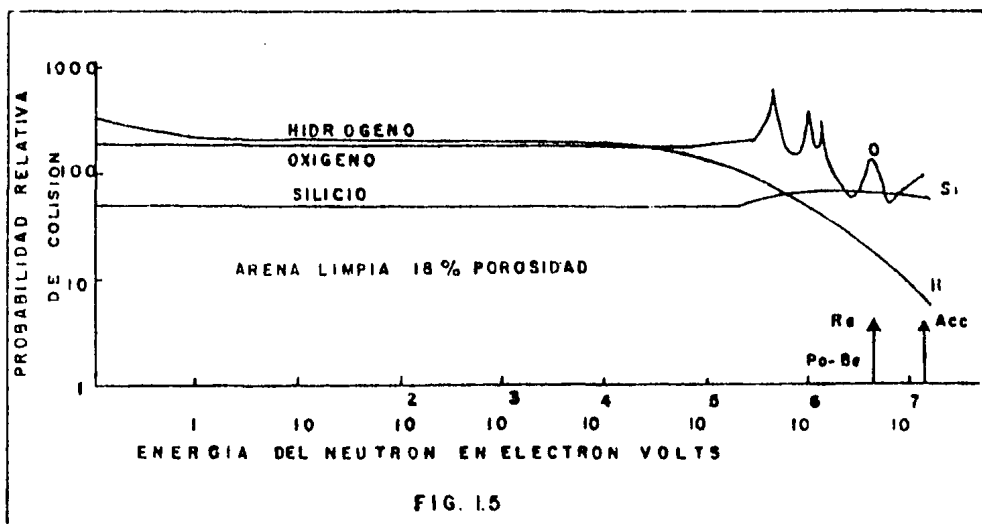
El diámetro promedio por núcleo, puede considerarse como  $10^{-12} \text{ cm}$  y por lo tanto, el área efectiva de la sección transversal es de aproximadamente  $10^{-24} \text{ cm}^2$ . Se ha adoptado una unidad denominada BARN para representar a la sección transversal y es igual a  $10^{-24} \text{ cm}^2$  por núcleo. Por lo general las secciones transversales nucleares varían de 0.1 a 10 barns pero se sabe por experimentos que varían desde  $10^{-8}$  (o menos) hasta  $10^6$  barns en las diferentes reacciones.

#### LA PROBABILIDAD DE COLISION

Como se vió anteriormente, los neutrones pierden energía en cada colisión. Pero ¿que tan probable es que existan estas colisiones?. Unos núcleos presentan una sección transversal más grande y por tanto tienen más probabilidad de ser golpeados por neutrones que aquellos que presentan una sección transversal más pequeña. Esto implica que la probabilidad de colisión de un neutrón con un núcleo, no depende solamente de cuan

tos hay por unidad de volumen, sino que también depende que - tan grandes aparecen frente al neutrón. De aquí que la proba**bil**idad de colisión esté determinada por  $n\sigma$ , donde  $n$ , es la densidad del núcleo y  $\sigma$ , es su sección transversal.

La fig. I.5 muestra un juego de curvas de la probabilidad relativa de colisión ( $n\sigma$ ) contra la energía del neutrón para una formación ideal de arena limpia con 18% de porosidad y saturada con agua.



Las variaciones de la energía en las curvas, reflejan variaciones en  $\sigma$ . La flecha "Ra-Ba" ó "Po-Be" está colocada aproximadamente en la energía media emitida por fuentes de Radio-Berilio o Polonio-Berilio que son de uso común. La flecha "Acc.", se refiere a la energía emitida por neutrones de la reacción deuterio-tritio usados en aceleradores.

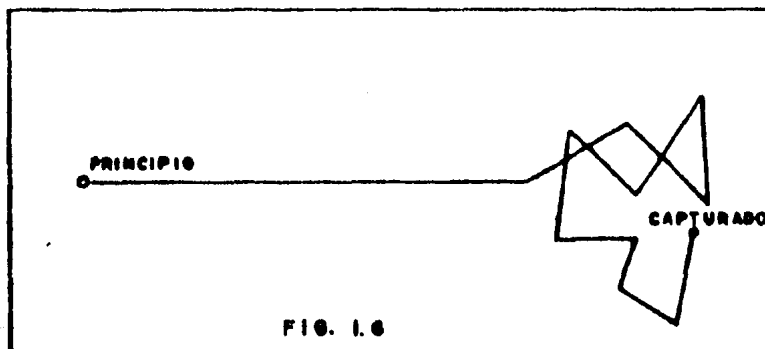
En ambos casos se observa que la primera colisión que el neutrón sufre es más probable que sea con silicio u oxígeno, debido al hecho principal que los núcleos de hidrógeno aparecen -

relativamente más pequeños ( $\sigma$  pequeño) al neutrón. Como el neutrón pierde energía en sus colisiones sucesivas, la abscisa de interés se mueve hacia la izquierda. Cuando la energía del neutrón hubo caído alrededor de  $2 \times 10^4$  ev, se observa que la probabilidad de hacer una colisión con hidrógeno u oxígeno, son casi iguales mientras que la probabilidad de hacer una colisión con un núcleo de silicio, es mucho más baja.

El producto de la probabilidad de colisión ( $n\sigma$ ) con la energía media perdida en una colisión ( $\xi$ ), da otro concepto llamado el poder de deslizamiento que da como resultado, la pérdida media (en logaritmos) de la energía por centímetro del neutrón.

#### REPETICION DE COLISIONES

Es claro que los neutrones durante su vida en la formación, sufren colisiones hasta que son absorbidos por algún núcleo. La Fig. I.6 da una idea de cómo suceden éstas colisiones.



Cada línea recta representa una trayectoria libre y cada dispersión, ocurre en la intersección de dos líneas rectas. Se aclara que el neutrón se mueve en el espacio de tres dimensiones y sus trayectorias y colisiones no están en el mismo plano. La primera trayectoria es bastante larga, esto es consecuencia del hecho que para la energía inicial, la probabilidad de colisión por centímetro con cualquier núcleo es bastante pequeña.

Rayos Gamma ( $\gamma$ ) producidos por la Captura de neutrones.

Como se sabe, los neutrones son capturados por el núcleo cuando llegan a un equilibrio térmico (neutrones termales). Una pequeña porción de la masa del neutrón se convierte en energía en el núcleo, a través de la relación masa-energía de Einstein. Esta energía se manifiesta como excitación del núcleo, ya que los neutrones y protones empiezan a vibrar y la energía resultante de la conversión de masa, se muestra en este movimiento vibracional que tiene una duración de tiempo tan corto, que tiende a cero y los núcleos sueltan la energía como la emisión de rayos gamma. La de excitación puede tomar lugar en un salto con la emisión de un rayo gamma elevado y único, o a través de una cascada de rayos gamma.

#### ABSORCION DE LOS RAYOS GAMMA

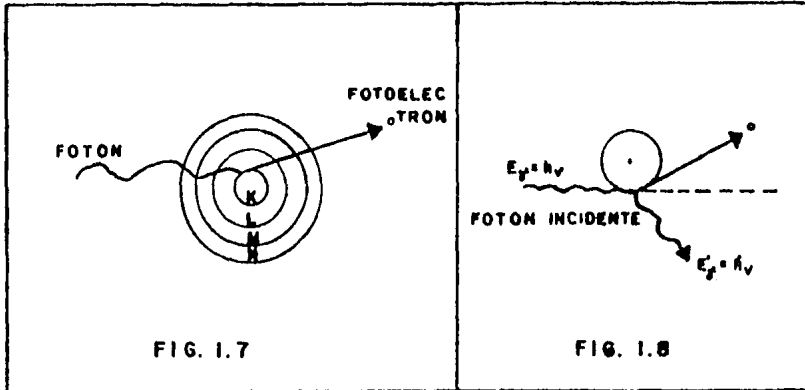
A su paso por la materia, los rayos gamma pierden energía y finalmente son absorbidos de varias maneras: tres de las cuales se consideran lo suficientemente importantes y que dependen de la energía del rayo gamma y del número atómico del material absorbente. Estas tres maneras son: efecto fotoeléctrico, efecto Compton y la producción de pares.

### EFECTO FOTOELECTRICO

Este ocurre cuando un rayo gamma (fotón) de energía  $h\nu$ , penetra en un átomo y desaparece; emitiendo como resultado un electrón de alta velocidad (fig. I.7). La energía del electrón resultante es  $h\nu - E_b$ , ó la energía del fotón menos la energía de liga del electrón; esta energía de liga es de unos cuantos electrón-volts. Esto quiere decir que al ser despedido del átomo el electrón, éste es acelerado a un nivel de energía más alto, recibiendo el nombre de fotoelectrón. Como el electrón de alta velocidad (fotoelectrón) es una partícula ionizante, causa un destello de luz cuya intensidad es directamente proporcional a la energía del electrón. El efecto fotoeléctrico es el más predominante de los tres procesos cuando la energía de los rayos gamma ( $E_b$ ), es inferior a los 150 Kev.

### EFECTO COMPTON

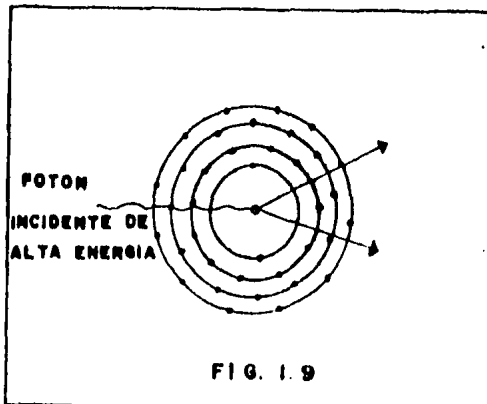
Cuando un rayo gamma (fotón) de energía  $h\nu$  penetra en un átomo y dispersa fuera una energía reducida  $h\nu'$  y también un electrón rechazado, se conoce como efecto Compton, (Fig.I.8) como se vió en el efecto fotoeléctrico el electrón puede causar un destello, pero la intensidad del destello va a ser algunas veces muy baja que es el caso si el electrón lleva toda la energía del fotón. En verdad, los electrones tienen un ancho rango de energía que depende de el ángulo entre la pista del electrón rechazado y el fotón incidente. Los niveles de energía entre los cuales se realiza el efecto Compton, es entre los 100 Kev y 2 Mev.



PRODUCCION DE PARES

Cuando un rayo gamma (fotón) de energía  $h\nu$ , logra penetrar al campo del núcleo sin colisionar en sus órbitas y después ocurre la colisión en el núcleo, se produce la emisión de un par electrón-positrón; entonces el proceso es llamado producción par. Este efecto es para niveles de energía altos, mayores a 2 Mev. La suma de la energía cinética llevada por el par positrón-electrón, es la energía del fotón menos el umbral de energía (1.02 Mev), ó  $h\nu - 1.02$  De aquí que son partículas ionizantes, las cuales van a crear destello en el cristal del contador (fig.I.9). Sin embargo, el proceso

no es aún completo; el positrón será casi inmediatamente aniquilado por la combinación con un electrón, resultandolos fotones (rayos gamma) con una energía de 0.51-Mev cada uno. En este punto hay tres posibilidades separadas:





a).- Caso 1

Si ámbos fotones escapan del cristal sin reacciones adicionales, entonces no hay efecto sobre el destello de luz.

b).- Caso 2

Si un fotón escapa mientras que el otro sufre el efecto fotoeléctrico, el destello de luz es alterado por una adición de energía proporcional.

c).- Caso 3

Si ámbos fotones sufren el efecto fotoeléctrico, entonces el destello de luz tiene una adición de energía proporcional más marcada.

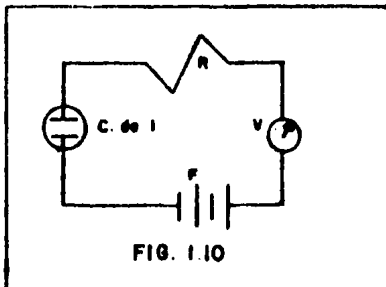
Este fenómeno de producción par, es de uso pequeño en registros de pozos.

### LOS DETECTORES DE RADIACIONES

Se conocen varios métodos de detección de radiaciones, los más extendidos emplean la técnica fotográfica, así como cámaras de ionización y contadores de centelleo (ó de centella). En este escrito se describirán estos dos últimos métodos.

#### CAMARA DE IONIZACION

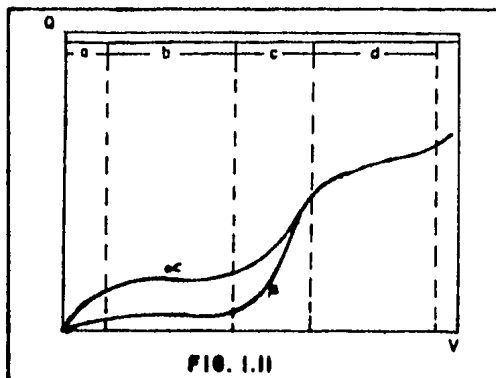
La cámara de ionización forma parte de lo que comúnmente se llama tubo de descarga. En principio dicho tubo (fig.I.10)-



está constituido por un recinto que comprende dos electrodos conectados a una fuente de corriente continua y contiene un gas (argón) ó vapor.

Al aplicarse una diferencia de

potencial de 180 volts y chocar un rayo gamma, éste ionizará el gas causando si son muchos fotones una avalancha. El ión positivo se irá al cátodo y los electrones al ánodo, originándose así corrientes eléctricas que son función de la forma, dimensión y naturaleza de los electrodos, de la naturaleza del gas o vapor y su presión, así como del valor de la diferencia de potencial. De todo lo anterior, se derivan los diferentes tipos de detectores o contadores utilizados. Examinando la fig. I.11 que representa el valor de  $Q$  (carga eléctrica) contra la diferencia de potencial  $V$ , de un tubo de descarga; la carga debida a un solo impulso, aumenta hasta que todos los iones y electrones sean captados por los electrodos (se observa que la carga debida a las partículas alfa es más importante), por lo que en ese momento se ha alcanzado cierta saturación, la carga ya no aumenta aunque la diferencia de potencial entre electrodos lo haga.



En toda la región que comprende de la zona plana y la segunda parte ascendente de la curva, (regiones b,c) la carga total debida a la radiación incidente, es proporcional a la energía de ésta, por ésta razón se da a este tipo de cámara el nombre de contador proporcional. Prácticamente se utilizan estos contadores solo para partículas alfa. Nue

vos aumentos en la diferencia de potencial, hacen trabajar al tubo en la región d, donde la curva adquiere de nuevo la forma plana. La ganancia es aquí pronunciada, ya que la amplitud del impulso eléctrico obtenido, puede variar desde algunos volts hasta 100 volts, lo cuál ya se facilita en la ampliación electrónica. El crecimiento de la ganancia se debe no

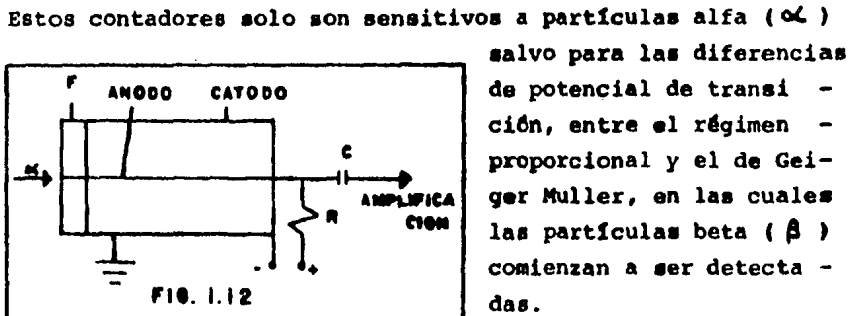
solamente a las ionizaciones más numerosas, debidas al valor más elevado del campo eléctrico sino también a las excitaciones de los átomos o moléculas, las que se traducen en la emisión de fotones provocando estos mismos, nuevas ionizaciones que pueden tener lugar bajo el efecto de los electrones secundarios, arrancados de las paredes del tubo (efecto de pared). Los contadores Geiger-Muller, tienen este tipo de funcionamiento.

Más allá de la región d, las avalanchas iónicas y electrónicas se multiplican de aquí que la tensión aplicada, sea limitada sin la cuál la descarga se convertiría en permanente y habría riesgo de destruir el tubo.

#### CONTADORES PROPORCIONALES

Este género de contadores trabaja únicamente en las regiones b y c (fig.I.11), en las que las cargas liberadas son proporcionales a la energía de las radiaciones.

La fig.I.12, representa esquemáticamente un contador proporcional en el cuál el cuerpo metálico constituye el cátodo, siendo el ánodo un hilo coaxial tendido de manera rígida, - de diámetro del orden de 0.1 mm.

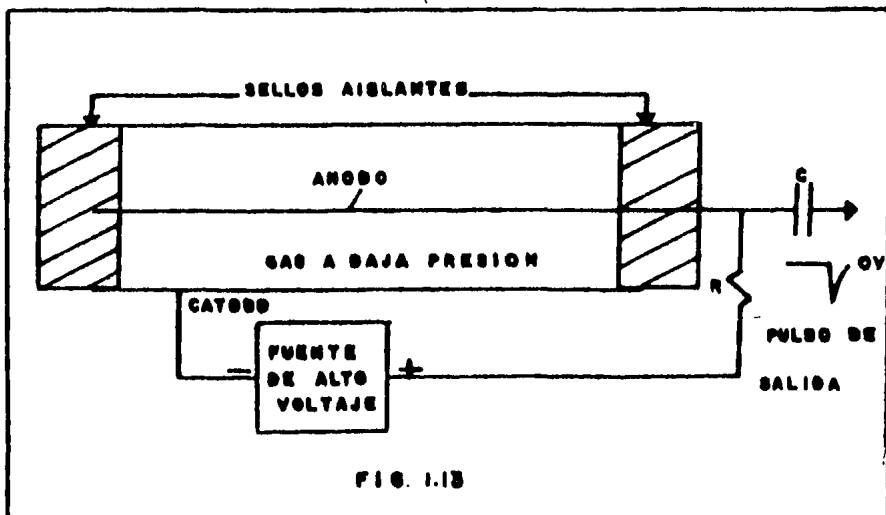


salvo para las diferencias de potencial de transición, entre el régimen proporcional y el de Geiger Muller, en las cuales las partículas beta ( $\beta$ ) comienzan a ser detectadas.

La amplitud eléctrica recibida, varía entre 1 mv y 0.5 volt pero necesita una amplificación posterior.

### CONTADOR GEIGER-MULLER

En sus principios generales los contadores Geiger-Muller, no difieren de los contadores proporcionales más que en la diferencia de potencial que es más elevada entre sus dos electrodos, de aquí que trabajan en la región d (fig.I.11), sin embargo, son sensibles a todos los tipos de radiaciones. Existe una gran diversidad de formas y construcción de estos contadores. La figura I.13, representa un contador Geiger-Muller utilizado en Registros de Pozos. Los contadores Geiger-Muller, según las necesidades varían desde 1 cm hasta un metro de longitud y de 0.3 a 10 cm de diámetro. Las paredes pueden ser de metal (cobre), o puede fijarse un cilindro metálico dentro del tubo de vidrio. El alambre central actúa como electrodo positivo (ánodo) y es generalmente de tungsteno con espesor de 0.02 a 0.05 mm. El gas en la cámara es a menudo argón a 10 cm de mercurio de presión.



## CONTADOR DE CENTELLEO O CINTILOMETRO

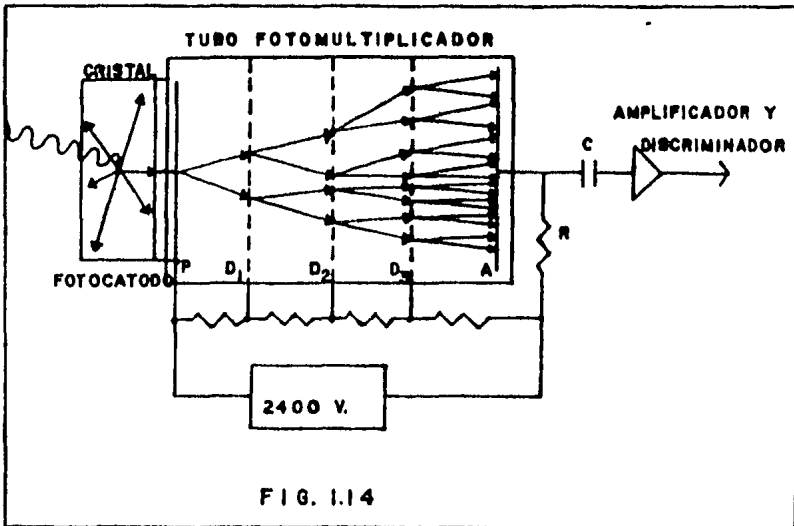
El principio de estos detectores es sin duda el más antiguo - que se ha aplicado en un aparato llamado "espintariscopio", constituido por una cámara cilíndrica opaca, de dos partes - deslizantes cuyo fondo está recubierto por una sustancia luminiscente y su otra extremidad, provista de un ocular. Se introduce una punta impregnada de materia radioactiva y se pueden observar minúsculos chispazos luminosos en el depósito interior, que corresponden al impacto de las partículas.

Este mismo principio se aplica hoy en día en los detectores modernos de radioactividad, llamados a veces centelleadores en - cuya materia se producen los fenómenos luminosos. Utilizan un fotomultiplicador, cuyo papel es el de transformar los impulsos luminosos en impulsos eléctricos de gran amplitud.

Sus ventajas principales son, producir impulsos proporcionales a la energía de las partículas (como los contadores proporcionales) y tener un rendimiento cuántico muy elevado para las - reacciones gamma, así como también presentan una superficie - muy sensible. Se pueden clasificar en orgánicos e inorgánicos.

Dentro de los orgánicos se cita el utilizado en Registros de - Pozos, utiliza un cristal de yoduro de sodio activado con talio NaI (Tl). El rendimiento luminoso es excelente, ya que una partícula beta de 1 Mev, libera de 20,000 a 30,000 fotones. La presencia de yodo asegura la detección de las radiaciones - gamma.

La figura I.14, presenta un contador de centelleo utilizado en Registros de Pozos. Consta básicamente de un cristal centelleador y un tubo fotomultiplicador.



#### VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS CONTADORES

Las ventajas de la cámara de ionización, son su simple construcción y su bajo voltaje de operación. Sus desventajas son: la dificultad de medir corrientes del orden de  $10 \mu\text{amp}$ .

La ventaja de un contador Geiger-Muller, es que produce pulsos largos los cuales son fácilmente transmisibles. Su desventaja es su dificultad de construcción y es semejante a la cámara de ionización.

La ventaja del detector de centelleo es su alta eficiencia y - corta longitud. Su desventaja es la sensibilidad a la temperatura del fotomultiplicador, la cuál ha sido vencida por aislamiento.

En la historia del uso de los contadores en Registros de Pozos, se puede señalar que:

La cámara de ionización fué el primer instrumento introducido en los Registros Radioactivos por la Well Surveys, Inc. en 1940. Posteriormente lo utilizaron la Lane-Wells, Welex y la Western Company.

Los contadores utilizados en la actualidad son los Geiger - Muller y los de centelleo. Las compañías que los prefieren son la Schlumberger, Perforating Guns Atlas Corp., McCullough Tool Co., La Welex y otras.

#### PROPIEDADES NUCLEARES DE LOS ELEMENTOS QUE SON COMUNES EN LAS FORMACIONES

Como se sabe, los elementos radioactivos naturales emiten dos clases de partículas alfa y beta y algunas veces, los rayos gamma acompañan esta emisión.

Cuando un núcleo de un átomo emite una partícula alfa, el átomo se transforma en un nuevo átomo porque su masa atómica (A) disminuye en cuatro unidades y su número atómico (Z), disminuye en dos unidades.

La masa atómica es el número de partículas dentro del núcleo (protones y neutrones).

El número atómico es el número de protones dentro del núcleo.

La rapidez con que se desintegra un material radioactivo, es una constante independiente de condiciones físicas o químicas. Suponiendo que en un momento determinado hay N átomos presentes de algún elemento radioactivo y suponiendo además, que en un pequeñísimo intervalo de tiempo  $dt$ , el número de -

átomos desintegrados es  $dN$ , por lo que la proporción de desintegración está dada por  $dN/dt$ . Además la proporción de desintegración está en proporción con el número de átomos  $N$ , de aquí que:

$$- \frac{dN}{dt} = \lambda N \quad \text{----- I.4}$$

Donde  $\lambda$  es un factor al que Rutherford y Soddy llamaron el "factor radioactivo" de el elemento en cuestión. El signo negativo es necesario porque el número de átomos del elemento radioactivo disminuye con el tiempo y por lo tanto, la proporción  $dN/dt$  es una cantidad negativa.

Reacomodando la ecuación I.4

$$\frac{dN}{N} = - \lambda dt$$

Integrando:

$$\frac{N_t}{N_0} = - \lambda t$$

En forma exponencial:

$$N_t = N_0 e^{-\lambda t} \quad \text{----- I.5}$$

Donde  $N_0$  es el número de átomos presentes en el tiempo  $t=0$ , y  $N_t$  es el número remanente de átomos después de un lapso de tiempo  $t$ .

Esta ecuación muestra que el número de átomos de una sustancia radioactiva, decrece exponencialmente con el tiempo siempre y cuando no se introduzcan nuevos átomos.

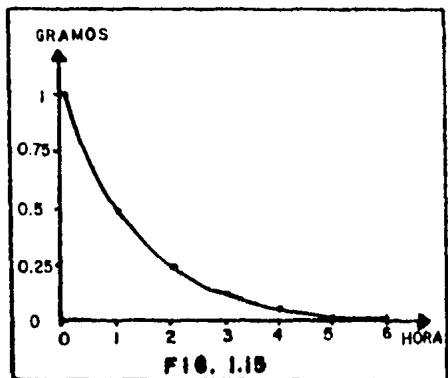


En 1904 Rutherford introdujo otro factor como alternativa del factor de decadencia radioactiva y lo llamo, "vida media" y su uso es comùn como propiedad característica del elemento.

La vida media es el tiempo requerido para que la radioactividad de una determinada cantidad del elemento se extinga a la mitad de su valor inicial. Este tiempo se representa por T y es:

$$T = \frac{0.693}{\lambda} \text{ ----- I.6}$$

Por ejemplo, suponiendo que tenemos un radioelemento con vida media de una hora, si comenzamos por un gramo la mitad de éste, se habrá desintegrado en una hora quedando 0.5 g. En la siguiente hora, la mitad de éste se habrá desintegrado dejando 0.25 g. y así sucesivamente como se muestra en la fig. I.15.



El radio por ejemplo, tiene una vida media de 1590 años, el radón de 3.82 días, el torio C' tiene una vida media de unos  $10^{-9}$  seg., mientras que el torio tiene la vida media más larga de todos  $1.39 \times 10^{10}$  años.

Prácticamente todos los elementos radioactivos se encuentran en la zona de números atómicos entre Z-81 y Z-92. Estos elementos se-

han agrupado en tres series que son: la serie del Uranio-Radio, la Serie del Torio y la Serie del Actinio.

### 1.- La Serie del Uranio

Esta serie figura I.16, empieza con el Uranio I (A-238, Z-92) y pasa por la serie de transformaciones con emisiones alfa y beta, formando substancias tales como el radio, radón, radio A, hasta el radio G (A-20, Z-82) que es un isótopo de plomo y no es radioactivo. En la figura I.16, la masa atómica A está trazada en función del número atómico Z. La emisión de una partícula alfa se indica por un desplazamiento de dos unidades hacia la izquierda, la emisión beta por un desplazamiento de una unidad hacia la derecha.

Una ramificación interesante se da en el radio C. De todos los átomos de radio C que se desintegran, 99.96% lo hacen emitiendo una partícula beta con lo que se forma el RaC', que luego se desintegra formando una partícula RaD. En la segunda rama 0.04% del RaD, se desintegra con emisión de una partícula alfa formando RaC" y cuando éste último se desintegra, lo hace emitiendo una partícula beta para formar RaD. Los núcleos que se desintegran de dos diferentes modos se llaman isómeros.

### 2.- La Serie del Torio

Esta serie figura I.17, empieza con el Torio (A-232, Z-90) pasa por una serie de transformaciones semejantes a la del uranio y termina con el Torio D (A-208, Z-82), que es un isótopo de plomo. La serie del Actinio, tiene su origen en un isótopo del uranio conocido por actinio-uranio. El producto final de esta serie es Actinio D (A-207, Z-82), que es también un isótopo de plomo.

Solo tres de los elementos ligeros se sabe que son naturalmente radioactivos, estos son el potasio, rubidio y el samario. La radioactividad del potasio (Z-19), se debe-



# SERIE DEL TORIO

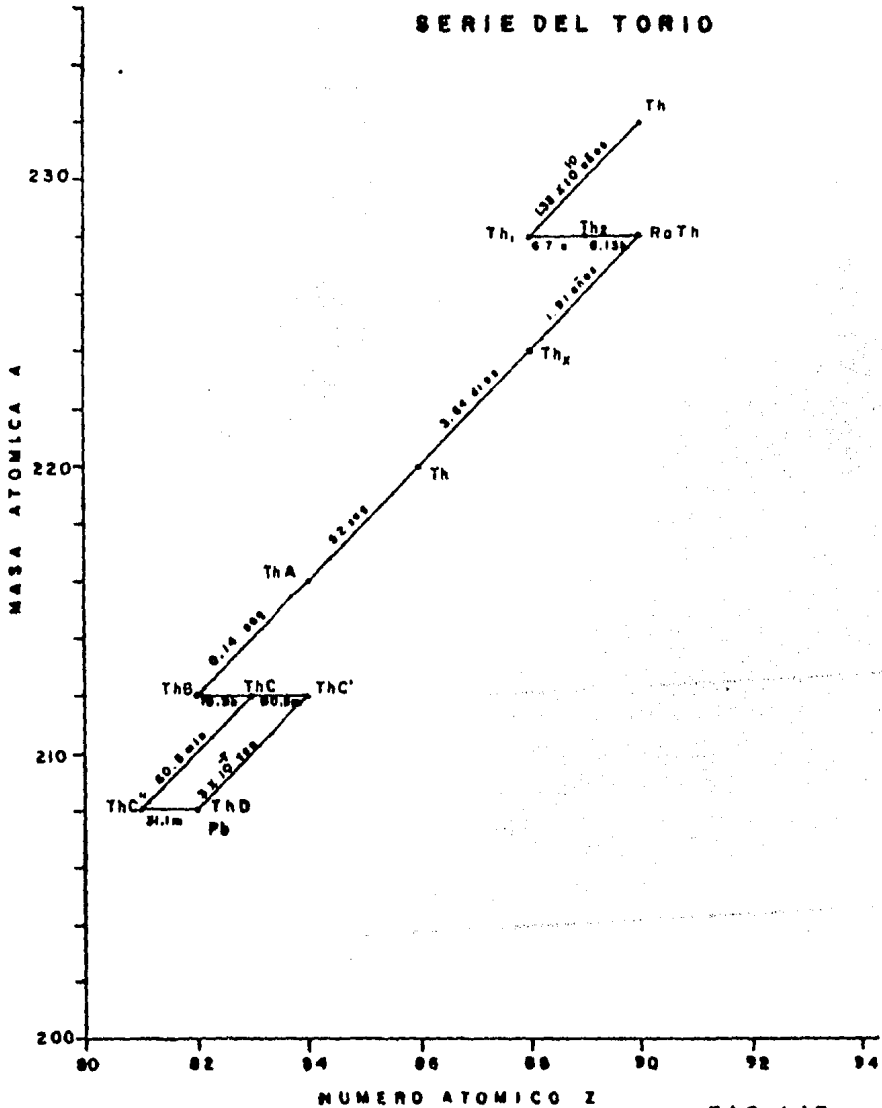


FIG. 117

al isótopo de masa atómica A-40, que emite rayos beta y tiene una vida media de  $T = 4 \times 10^8$  años.

#### UNIDADES DE MEDIDA DE LOS REGISTROS NUCLEARES

En antaño, cada Compañía desarrollaba sus propias unidades de medida para estos registros, por lo que existía una diversa cantidad de unidades por ejemplo microgramos de radio equivalente por tonelada, microroentgen por hora, cuentas por segundo. Entonces se buscó una unidad de medida en términos de una fuente estándar de radiación gamma (para los registros de rayos gamma naturales y el Registro de Densidad Compensada y, otra unidad para los registros de neutrones que fuera adoptada por las Compañías en servicio. Como cada Compañía tenía su unidad de medida, (Ver tabla I.2) algunas de esas unidades tienen características deseables pero ninguna fué completamente descriptiva de las propiedades de emisión de rayos gamma de la formación, por lo que dos unidades fueron aprobadas, la unidad API de rayos gamma y la unidad API de neutrones.

FACTORES DE CONVERSION		UNIDADES
COMPANIA	UNIDADES CONVENCIONALES	API
SCHLUMBERGER - LANE WELLS	1 ug. Ra-eq./ton	16.5
SERIE 400 (CONT. DE CENTELLEO)	1 unidad de radiacion	2.16
SERIE 300 (CONT. GEIGER)	20.2 pulsos/minuto	1.0
SERIE 200 (CAMARA DE IONIZACION)	1 unidad standar (u.s.)	216
PGAC TIPO F (GEIGER)	1 microentgen/hora	14.0
TIPO T (CENTELLEO)	"	15.0
MCCULLOUGH	"	10.4

**TABLA I.2**

El registro de rayos gamma, sólo se concierne a las radiaciones gamma emitidas por el  $K^{40}$ ,  $U^{238}$ ,  $Th^{232}$ , y los productos - del decaimiento de los dos últimos, esencialmente determina - el número de rayos gamma por segundo que inciden sobre el de tector. Este flujo de rayos gamma sin embargo, depende de la densidad de la formación misma, la densidad del lodo de perfo ración, el tamaño del agujero, etc.

La unidad API (para los registros de rayos gamma naturales y el Registro de Densidad Compensada) fué definida en términos de la magnitud de la respuesta producida por un medio, conte niendo una mezcla de los tres materiales fuente de radiación- natural. Esta unidad API de rayos gamma, se definió como - 1/200 de la diferencia en las deflexiones del registro produ- cida por dos niveles de radiación, éstos niveles son zonas de baja y alta radiación y se encuentran en el pozo de calibra - ción de rayos gamma de la Universidad de Houston.

Las dimensiones del pozo son bastante grandes para que las - formaciones sintéticas aparezcan infinitas a los detectores - de rayos gamma. El pozo contiene una zona radioactiva, en la cual se encuentran los tres elementos de radiación natural - uranio, torio, potasio- con aproximadamente la misma concen- tración relativa, como ocurre en una lutita promedio, la acti- vidad total de la zona tiende a ser aproximadamente el doble- de la actividad de la lutita. Los elementos radioactivos son dispersos en una gran masa de material relativamente inerte. Dado que como tal material tendrá una débil radioactividad, - una segunda zona de este material se colocará. La diferencia en intensidad entre las dos zonas, se usa para definir la - unidad API de rayos gamma.

Análisis de 200 lutitas indican que su contenido es aproxima- damente de 6 ppm de uranio, 12 ppm de torio y el 2 % de pota- sio. Por lo que se requirió el doble de contenido promedio en -

las lutitas en la zona radioactiva del pozo, 12 ppm de uranio, 24 ppm de torio y el 4% de potasio.

La figura I.18, muestra el pozo de rayos gamma, contiene tres zonas de concreto separadas y de 4 pies de diámetro por 8 de profundidad. La zona de arriba es concreto de baja actividad, es en primer lugar un escudo de rayos cósmicos; la formación de enmedio es la zona radioactiva y la zona del fondo es una zona de baja actividad. Una tubería de revestimiento de 5 in. y 17 lb, se extiende a través de las tres zonas y a 15 pies - bajo ellas.

La unidad API para el registro de neutrones, fué definida como 1/1000 de la repuesta de la herramienta en la formación, - por lo que todas las herramientas del registro de neutrón calibradas en unidades API, deben mostrar una deflexión de 1000 unidades API si la herramienta pasa a través de una capa de caliza limpia. Por supuesto que esta unidad API, se obtiene en un pozo de calibración.

El pozo de neutrón contiene tres formaciones de caliza limpia (una de baja porosidad, otra de porosidad intermedia y una de alta porosidad). Las formaciones tienden a ser "infinitas" en tamaño, completamente saturadas de agua dulce y sus porosidades son bien conocidas. La zona intermedia es usada para la calibración, mientras que las otras dos zonas en conjunto con la zona intermedia, son usadas para establecer la regla de partida de la curva.

El tamaño de las formaciones en el pozo de neutrón se determina por la profundidad de investigación del registro de neutrón. Esta depende mucho de la porosidad, usando neutrones de radio-berilio, el 90% de la profundidad de investigación es alrededor de 2 pies. La profundidad en las formaciones -

(del pozo) tienen 6 pies, basada en el hecho experimental - que la profundidad de investigación es aproximadamente de 2 pies.

La Figura I.19, muestra una sección transversal del foso de - neutrón. Este tiene 24 pies de profundidad y 15 pies que se ex tienden bajo de la última zona. Las tres formaciones de cali za están hechas cada una de 6 bloques octagonales con un pie- de espesor. Las porosidades indicadas en la sección transver sal son valores finales asignados. El agua tiene doble propó sito, dar un punto de referencia de porosidad (100%) y un escudo a las radiaciones gamma. La tubería guía es de plásti co y no tiene efectos marcados sobre la respuesta del neutrón en la zona de agua.





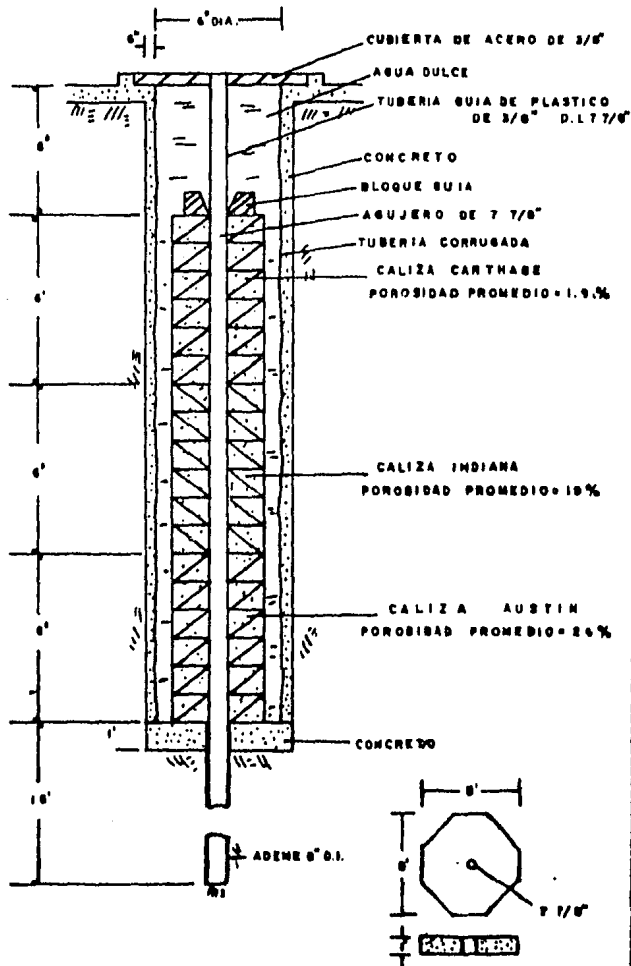


FIG. 1.19

DESCRIPCION GENERAL DE LA UNIDAD (CSU)

La unidad (camión) para la toma de registros de pozos (Figura I.20), es de la marca International, serie 3000 TWH EDC. Consta de tres compartimientos. El primero, es donde se opera el camión. La segunda la cabina es el lugar donde se encuentran los controles para la toma de registros de pozos, en esta cabina se encuentra el computador digital conocido como CYBER SERVICE UNIT (CSU) ó tablero electrónico. Por último el tercer compartimiento se encuentra localizado en la parte trasera del camión y contiene el malacate con el cable para la toma de registros. El malacate puede ser de 48" de diámetro con 8,000 Mts. de cable o un malacate opcional de 52" de diámetro con 10,000 Mts. de cable. El TWH-EDC presenta las siguientes características.

- a).- Chasis de acero marca INTERNATIONAL HARVESTER COF9670.
- b).- Motor marca CUMMINS FORMULA 300, diesel turbocargado con una salida máxima de 292 h.p. y una transmisión modelo FULLER RT-11610.
- c).- Frenos de aire marca BENDIX-WESTINGHOUSE.
- d).- Dirección hidráulica.
- e).- Generador de 10 Kw A.C.
- d).- Sistema de aire acondicionado o calefacción, montada en el techo de la cabina del CSU.
- e).- Una ventana grande para mejor visibilidad del malacate-ro.
- f).- Dos tanques de 100 galones (diesel).
- g).- Tanque de agua de 20 galones.

Las figuras I.20 y I.21, muestran las dimensiones de la unidad.

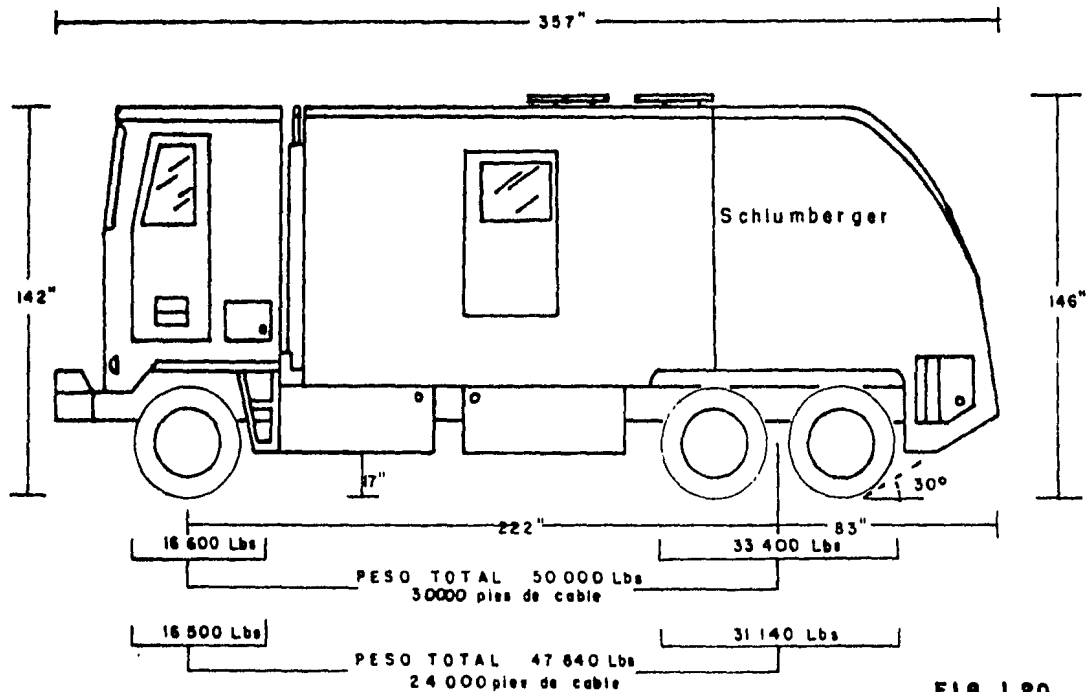


FIG. 1.20

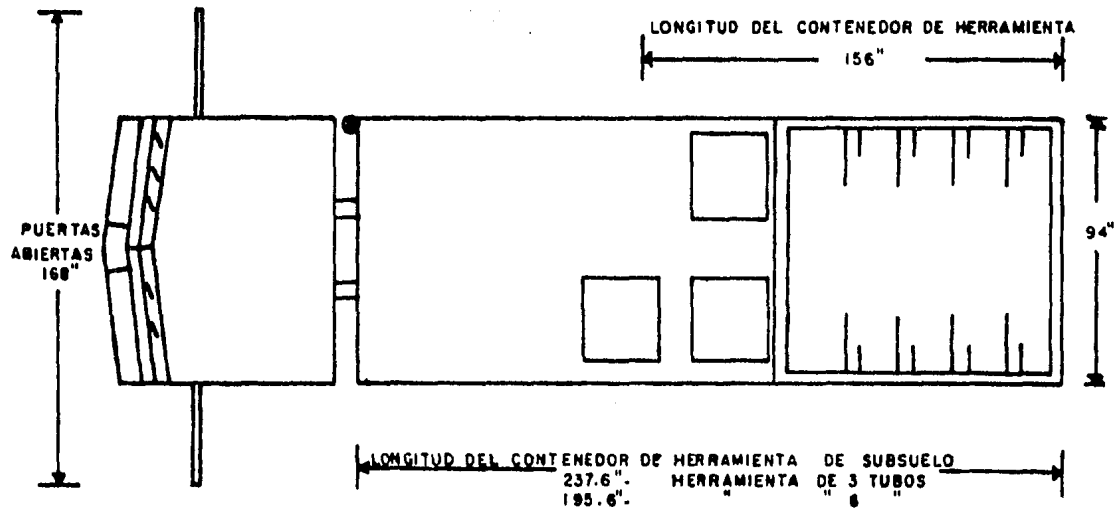


FIG. 1.21

#### LA CABINA DE REGISTRO

Dentro de esta cabina se encuentra el CSU, a la derecha del mismo, próximo a la entrada principal se encuentra el detector magnético. Esta cabina contiene además el tanque y las líneas de agua, apagadores, luces, contactos de D.C. y el extinguidor para fuego. El transformador de poder, el tablero de distribución de corriente y los contactos, se encuentran a la izquierda del CSU (Sobre el lado del conductor).

Para una salida de emergencia, la puerta de escape se encuentra situada en la pared opuesta a la que contiene a la puerta principal.

#### EL CSU (CYBER SERVICE UNIT)

El resultado obtenido del procesamiento de datos en el sitio del registro, proporciona respuestas rápidas a los supervisores (Geólogos, Geofísicos, Perforadores, Ingenieros de Yacimientos) para que éstos tomen decisiones documentadas.

Este resultado lo proporciona el CSU (o tablero electrónico), el cuál es un complejo computador con las siguientes características:

#### El CSU como un sistema de adquisición de datos.

El CSU es un sistema integral de instrumentos de superficie (hardware) organizados de manera tal, que tienen como centro un computador digital y un juego de programas (software) llamado CYBERPACK. El computador guiado por los programas controla varios sistemas periféricos para la adquisición, procesamiento, almacenamiento y presentación de los datos del registro para cualquier combinación de herramientas de fondo.

Bajo las instrucciones del Software, el computador dirige la secuencia de operaciones iniciando e interrumpiéndose los periféricos y solicitando cuando lo requiere la acción del Ingeniero, a través de la terminal remota (Keyboard/printer).

Todas las fases de la operación del registro (selección de herramienta, calibración, etc.) son hechas a lo largo de un patrón. Esta técnica sistemática no solamente ahorra tiempo sino también reduce grandemente la probabilidad del error humano.

La Figura I.22, muestra el sistema CSU para una operación de registro normal, esto es para la adquisición de datos del agujero.

La señal de la sonda no llega directamente al computador, sino que llega primero a la interfase electrónica que convierte los datos analógicos, (de la sonda) a datos digitales para poder entrar así al computador.

El computador es un PDP-11 de la Digital Equipment Corporation. El Ingeniero de Operación, es el que controla el computador a través de la terminal.

#### El CSU como un sistema de control de calidad del registro

El sistema CSU proporciona los medios para un buen control de calidad de los registros que han sido grabados. Fig.I.23.

El control de calidad se desarrolla en tres pasos:

- 1.- Verifique que las lecturas de una de las filas del registro (por ejemplo datos de una corrida en una combinación de herramientas) sean exactas y verdaderas entre ellas y las de los parámetros conocidos previamente.

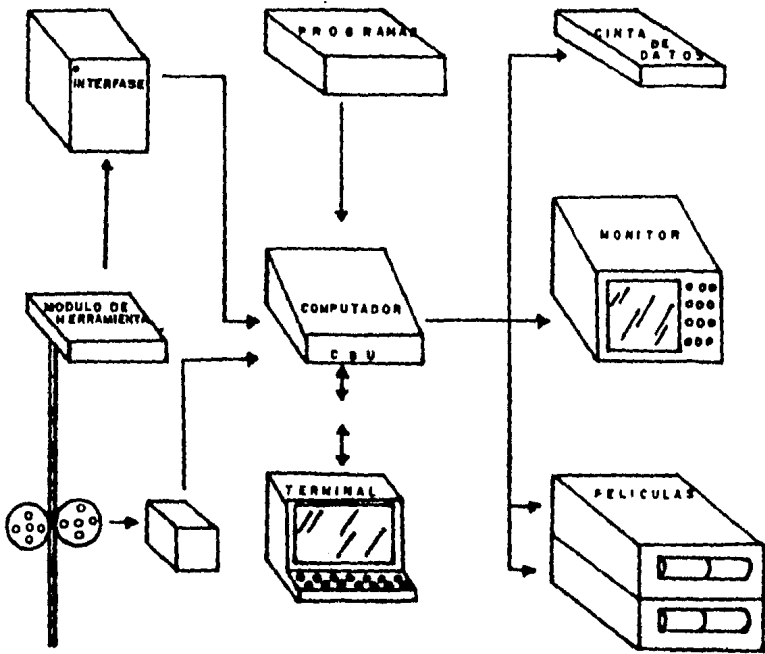


FIG. 1.22



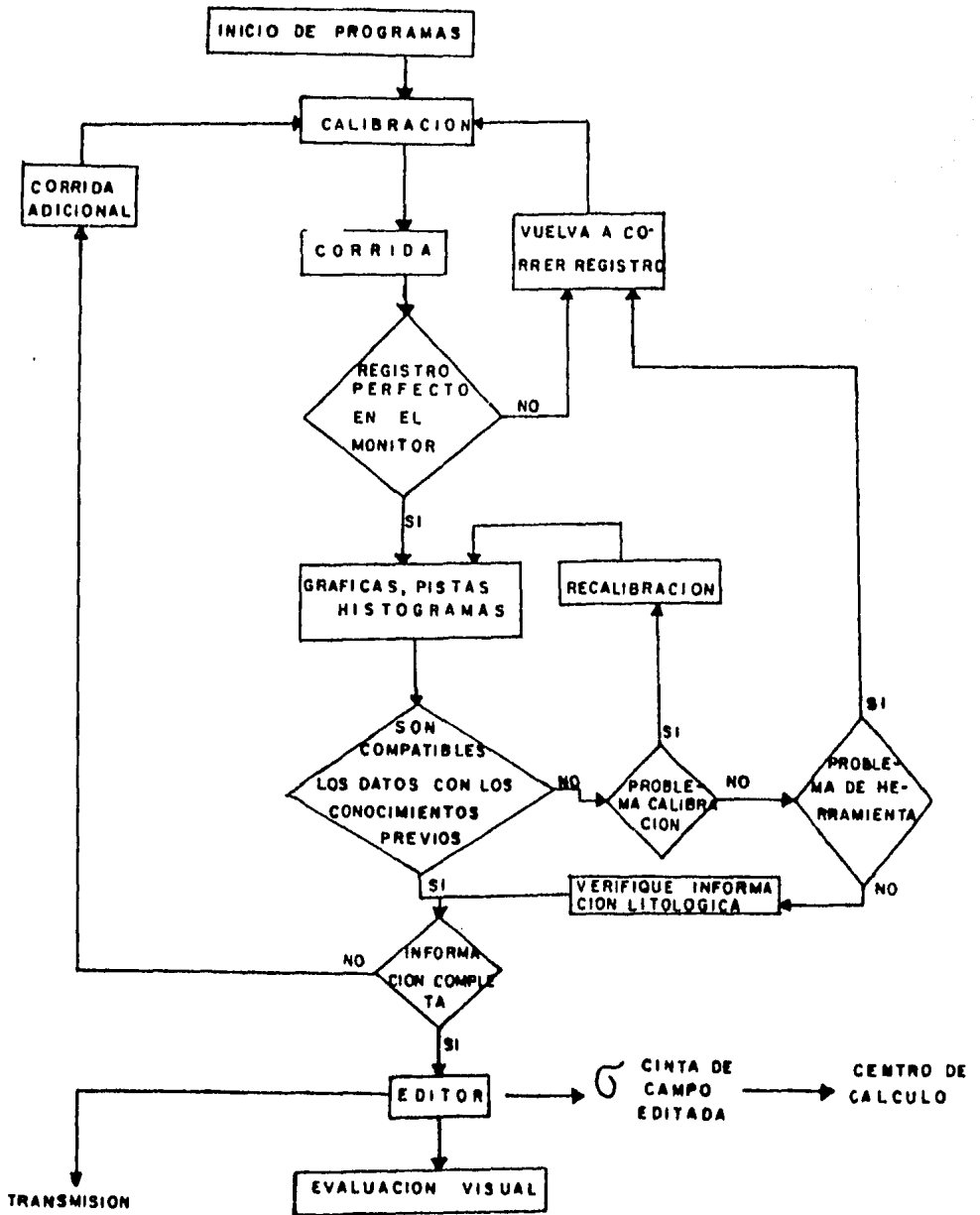


FIG. 1.23

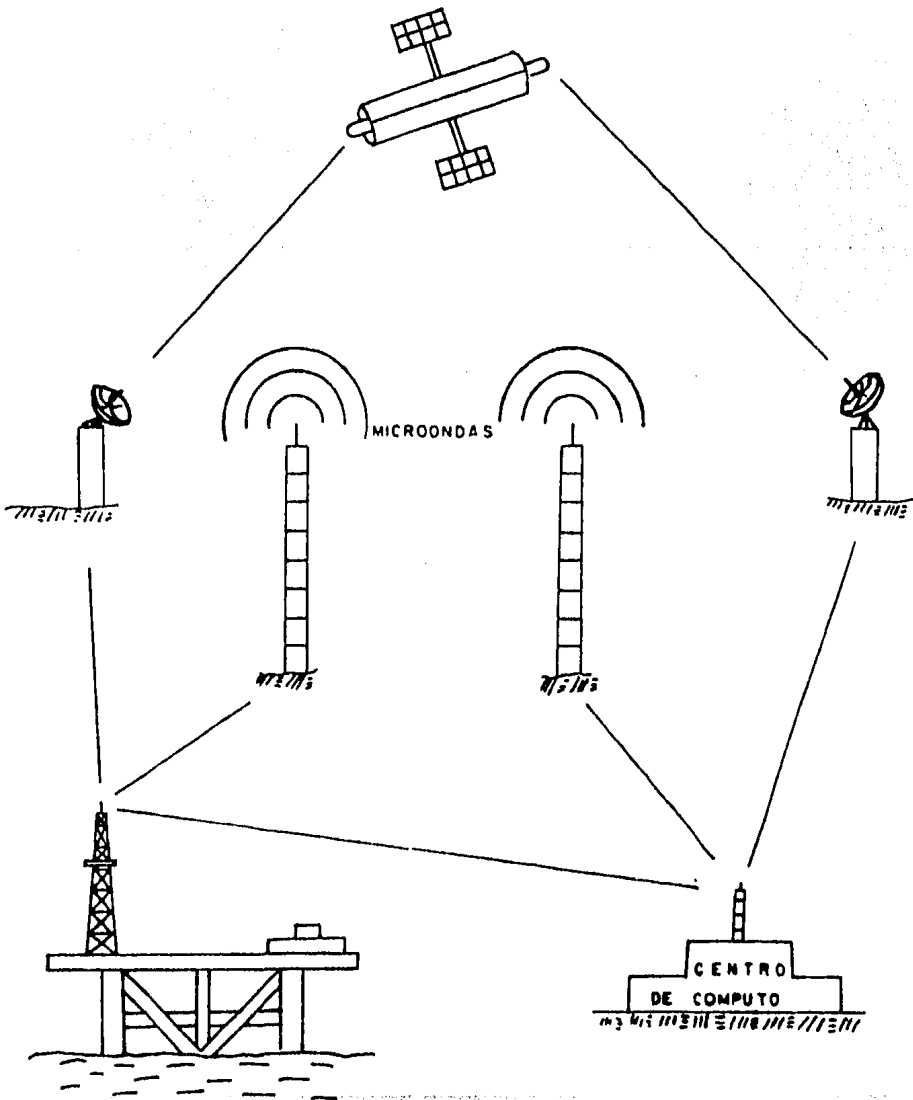


FIG. 1.24

- 2.- Los datos del registro deben ser buenos para una buena evaluación.
- 3.- Verificar que los datos estén bien presentados y bien etiquetados en toda la cinta. Por último el sistema CSU procesa los datos y los edita en cinta magnética y en registros ópticos (películas). También está habilitado para transmitir directamente los registros, la estación receptora puede ser una segunda unidad CSU o un centro de interpretación de registros. Figura I.24.

#### NORMAS DE SEGURIDAD EN EL MANEJO DE MATERIALES RADIOACTIVOS

El equipo especial de protección y el procedimiento de operación, están diseñados para garantizar una operación segura sin ningún peligro para la salud y la vida, siempre y cuando se obedezcan las normas de seguridad.

##### a).- Normas de Seguridad

- 1.- Transportar las fuentes radioactivas dentro de su contenedor.
- 2.- No manejar los materiales radioactivos directamente con la mano.
- 3.- Guardar bajo candado las fuentes radioactivas.
- 4.- Mantener las fuentes alejadas de la Unidad a 20 mts. hasta que se vayan a usar.
- 5.- Antes de colocar la fuente radioactiva en su cámara (de la sonda), tapar el pozo.
- 6.- Tener toda la herramienta necesaria a la mano antes de sacar la fuente de su contenedor para colocarla en la sonda.
- 7.- En la recuperación de la fuente, guardarla en el contenedor, asegurarla y cerrarla con candado.

8.- En el mar al transbordar la fuente de la lancha a la plataforma, ésta debe ir amarrada al gancho.

9.- En la plataforma marina, guardar y asegurar la fuente radioactiva en un sitio alejado.

10.-Durante el transporte en camión, se debe amarrar el contenedor de la fuente con cadena dentro del reservado para fuentes.

b).- Efectos Biológicos

Los efectos biológicos producidos por las radiaciones y las partículas atómicas, se pueden ver desde dos diferentes puntos de vista:

1.- Los neutrones y los rayos gamma son los más peligrosos por su gran poder de penetración, así los rayos alfa y beta son detenidos con gran facilidad por la piel cuando la radiación es externa.

2.- Si la radiación es interna, las partículas alfa son las más peligrosas, siguiendo las beta y luego las gamma, además el grado de peligrosidad depende de la vida media del contaminante y la rapidez con que el organismo lo elimine.

Los rayos gamma pueden ocasionar alteraciones en la sangre, leucemia, cáncer y quemaduras que son semejantes a las producidas por otra causa. En general sólo se puede saber que el origen de la enfermedad es la radiación, cuando se puede demostrar que existió una exposición previa de importancia.

Para el control de los efectos de las radiaciones, es importante que los individuos expuestos no reciban durante su vida una dosis total mayor a los valores de seguridad establecidos, según la edad, la naturaleza de la radiación y las partes del cuerpo que la reciben.

Existen límites de seguridad respecto a las cantidades máximas de cada isótopo radioactivo, que son admisibles en los organismos durante una jornada de trabajo, así como el agua para beber, con el objeto de evitar la radiación interna. Para una misma cantidad de energía absorbida, la importancia de los efectos biológicos es en el orden siguiente decreciente:

Radiación Gamma y Rayos X

Partículas Beta

Neutrones lentos

Neutrones rápidos

Partículas Beta

Es recomendable evitar toda exposición a la radiación innecesaria para mantener la dosis de radiación recibida al mínimo posible. Las fuentes radioactivas tienen blindaje para reducir la intensidad de las radiaciones a niveles bajos permisibles. La intensidad de las radiaciones disminuye rápidamente a medida que aumenta la distancia a la fuente radioactiva; cuando las fuentes no tienen su blindaje, hay una exposición a niveles de radiación peligrosos, debe de alejarse el personal para dejarlo fuera del alcance de las radiaciones. Si ocurre una dispersión del material radioactivo o contamina el aire o las corrientes de agua o se mezcla con otros materiales, es necesario -

medir la radioactividad existente en ese sitio y la extensión de la zona contaminada para tomar las medidas de protección adecuadas.

c).- Exposición a la Radiación

La exposición a la radiación no se puede evitar en el manejo de radioactivos, por lo tanto, es importante saber a que niveles es inofensiva o dañina. La Comisión de Energía Atómica de los Estados Unidos Americanos ha implantado reglamentos para las cargas del cuerpo máximas-permisibles con los materiales radioactivos en un nivel-no dañino de radiación absorbido por el mismo. Los límites se fijan muy por abajo de la zona dudosa, puesto que se sabe muy poco acerca de los efectos genéticos de una-exposición continua de una persona a niveles de radiación prolongadas y altas.

La exposición al personal, se calcula con precisión, conociendo el promedio de dosis y el tiempo en que estuvo en el campo de radiación.

La dosis calculada establecerá un límite superior de exposición de un individuo a la radiación, puesto que se supone que se estuvo todo el tiempo en el campo máximo de radiación.

d).- Cálculo de la exposición

FUENTES RADIOACTIVAS USADAS POR PETROLEOS MEXICANOS

ELEMENTO RADIOACTIVO	FUENTE DIAMETRO	CONTENEDOR	DISTANCIA PARA EXPOSICION DE 2 mrem/hr.		EXPOSICION A: 1 m 6 40"
			Con contenedor	Sin contenedor	
Americio	NLS-N	NCS-K	48"	175"	2.88 mrem/hr
Berilio	1/16"	GNT-K			$2(48/40)^2$
	NLS-N	NCS-S	48"	175"	2.88 mrem/hr
	1/16"	SNP			$2(48/40)^2$
	NLS-M	NCS-R	38"	175"	1.88 mrem/hr
	3 5/8"	GNT-F			$2(38/40)^2$
Cesio 137	GER-B	GCS-D	68"	680"	5.78 mrem/hr
		FDC			$2(68/40)^2$
Americio	NLS-R	NCS-T	60"	310"	4.5 mrem/hr
Berilio		GNT			$2(60/40)^2$
Radio	No.6	JIG	5"		0.3 mrem/h
Cobalto	FDC	SFT-106	17"		0.36 mrem/h
Am-Be	GNT	CNE-AB	13"		0.2 mrem/h

El promedio de la dosis varía en relación inversa al cuadrado de la distancia. Si el promedio de un punto se conoce, se puede calcular cualquier otro punto en la misma dirección de la fuente.

Los reglamentos de la Comisión de Energía Atómica, contienen cantidades de radiación permisible que deben usarse para determinar el promedio de dosis probable por operación. También sirven para comparar el peligro de una fuentes radioactiva en relación con otra, esta relación no se refiere al tamaño físico o a la cantidad de las dos fuentes.

La dosis de exposición a las radiaciones permitidas para una persona de más de 18 años es:

1250 mrem por trimestre para ojos y testículos

18750 mrem para manos, antebrazos, pies y tobillos

7500 mrem para la piel de todo el cuerpo

Esta cantidad ó fracción, puede recibirse en su totalidad en un solo día o en una sola hora, siempre que el total recibido en el trimestre no exceda de máximo de 1250 mrems, o sea un promedio de 96 mrems por semana, por cada año 5000 mrems.

NOTA: El rem es la dosis absorbida de cualquier radiación, que tiene el mismo efecto biológico que un RAD de rayos X. 1 REM = 1000 mrem

RAD es una unidad de energía absorbida. Equivale a 100 ergs de energía impartida a la materia por una radiación ionizante por gramo de material.



Efectos de una exposición en todo el cuerpo en un período corto sobre una población.

25 000 mrem	Efectos no detectables
50 000 "	Ligeros cambios temporales en la sangre
100 000 "	Náuseas, fatigas y vómitos
200 000 "	Algunos morirán
500 000 "	La mitad de la población muere

El siguiente ejemplo, ilustra la manera como se calcula la exposición:

Una persona tuvo exposición durante una operación con una fuente NLS-R (CNT). Se debe tomar en cuenta el tiempo de exposición a una distancia mínima de 15" entre una persona y la fuente. La distancia se mide a partir del centro de la fuente, las manos y piernas pueden recibir una exposición mayor a la del cuerpo.

a).- Tiempo de exposición en el taller

Sacar la fuente de la fosa	máx. 5 min.
Colocar la fuente en el camión	máx. 10 min.

b).- Tiempo de exposición en el pozo

Descargar la fuente del camión	máx. 10 min.
Transportar y colocar la fuente en la sonda.	máx. 15 min.

Tiempo total a 15" (mínimo)	40 min.
-----------------------------	---------

Entonces la exposición que recibe una persona durante 40 minutos a una distancia de 15" es:

Fuente en contenedor

A 60" la exposición es de 2 mrem/hr

A 15" la exposición (E) es de  $2(60/15)^2 \times 40/60 = 21.3$  mrem

Ahora tomando en cuenta el tiempo de exposición durante el viaje del taller al pozo a una distancia mínima de 250" (distancia mínima de la cabina del camión al lugar reservado en el mismo para el transporte de fuentes).

Se considera un tiempo de viaje de 5 hrs. (10 hrs. ida y vuelta).

Exposición durante 10 hrs. de viaje a 250"

Fuente en contenedor

A 60": 2mrem/hr

A 250" :  $2(60/250)^2 \times 10 = 1.152$  mrem

Exposición total durante la operación:

$21.33 + 1.152 = 22.48$  mrem

El promedio permitido por semana es de 96 mrem

Número de operaciones por semana correspondiendo a una exposición de 96 mrems.

$\frac{96}{22.48} = 4.27$ , esto es que la persona solo puede estar en cuatro operaciones en una semana.

e).- Normas de Seguridad

Todas las fuentes radioactivas vienen doblemente encapsuladas para evitar fugas.

Las normas de seguridad son para la protección máxima del personal y de la propiedad.

- 1.- En el transporte las fuentes radioactivas deben estar sujetas con cadenas al vehiculo.
- 2.- La fuente radioactiva debe estar dentro del contenedor y con candado cuando no se usa.
- 3.- Debe señalarse el peligro de radioactividad mediante el símbolo color lila.
- 4.- Tapar el pozo al conectar y desconectar la fuente radioactiva a la herramienta.
- 5.- El Ingeniero es el único responsable directo en el manejo de las fuentes radioactivas.

6.- En la pérdida de cualquier fuente radioactiva o exposición excesiva, se debe informar de inmediato - al jefe.

DATOS SOBRE LOS INSTRUMENTOS Y MATERIALES RADIOACTIVOS SCHLUMBERGER

INSTRUMENTO	TAMANO DE LA FUENTE	MATERIAL	VIDA MEDIA	EMISION	TIEMPO DE EXPOSICION PERMITIDA, TIEMPO POR SEMANA A TRES PIES	
					Con Protector	Sin Protector
3 5/8" Rayos Gamma Neutrón	5 Curies	Be Am 241	458 años	Neutrón Gamma	40 hrs	12 hrs
1 11/16" Rayos Gamma Neutrón 6 Porosidad del Neutrón de Pared	5 Curies	Be Am 241	458 años	Neutrón Gamma	25 hrs	10 hrs
Porosidad de Neutrón Compensado	16 Curies	Be Am 241	458 años	Neutrón Gamma	16 hrs	2.30 hs.
Densidad Compensada	14 Curies	Cesio 137	33 años	Gamma	14 hrs	10 hrs
Fuente de Prueba No.6	0.1 millicuries	Radio 226	1590 años	Gamma	Sin Blindaje	+de 40 hs
Etiquetas PIP	1 micro-curie	Cobalto 60	5.2 años	Gamma	Sin Blindaje	+de 40 hs
Calibrador FDC	0.3 millicurie	Cobalto 60 Radio 226	5.2 años	Gamma	Sin Blindaje	+de 40 hs
Calibrador CNT	0.5 curies	Am 241 Be	458 años	Neutrón Gamma	Sin Blindaje	+de 40 hs

## PROTECCION EN EL MANEJO DE FUENTES RADIOACTIVAS PARA REGISTROS

Las señales de precaución en donde hay materiales radioactivos y un manejo cuidadoso y seguro de éstos, son las mejores garantías de una protección contra la radiación. También se protege con el blindaje y la distancia hacia el material radioactivo. Existen blindajes de plomo, concreto, agua, cera o plástico. El concreto es una cuarta parte de efectivo como el plomo. El agua, la cera o el plástico con un alto contenido de hidrógeno, son más efectivos en contra de neutrones que el plomo, - el cuál es muy bueno para proteger y detener los Rayos Gamma, - en última instancia el agua sería un blindaje adecuado.

Los Registros que usan fuentes radioactivas son:

- RGN Rayos Gamma Neutrón, Fuente de Americio-Berilio
- CNL Neutrón Compensado, Fuente de Americio-Berilio
- TDT Tiempo de decaimiento termal, Fuente de Deuterio
- FDC Densidad compensada, Fuente de Cesio 137
- SNP Epitérmico de pared, Fuente de Americio-Berilio

Todas las fuentes radioactivas van guardadas en un contenedor- todas tienen un seguro para evitar que se salga la fuente. Al abrir el seguro, la fuente queda libre, dicho seguro lleva un candado para evitar que se abra accidentalmente.

El contenedor tiene agarraderas para manejarlo. Las fuentes - se guardan en una fosa de donde se saca y se sube a la unidad- en un compartimiento blindado con plástico. Al llegar al pozo se prepara para efectuar el registro. La fuente se sube a la mesa rotaria, una vez armada la sonda se tapa el pozo.

Una vez efectuado el registro, la fuente se recupera y se guarda en el contenedor.

En registros como el Neutrón compensado, densidad compensada, epitérmico de pared, las fuentes se manejan con un brazo mecánico de cierta longitud para tener una distancia de protección.

La fuente se introduce en una cámara expofesa en la sonda, se asegura con tornillos por medio de una maneral de fuerza tipo berbiquí y en la recuperación de la fuente se hace la operación inversa. Al retornar la unidad, se vuelve a guardar la fuente en la fosa.

En el caso de los pozos marinos donde la unidad de registros se encuentra fija en la plataforma, la fuente radioactiva dentro de su contenedor, se lleva en la parte posterior de un vehículo hasta el muelle donde es transportada en lancha, colocándola en un lugar alejado y sujetándola convenientemente para evitar que se dañe o se pueda caer al agua durante el viaje. No es recomendable transportar alimentos o agua muy junto a la fuente radioactiva, pero sí es permitido llevar el equipo y la herramienta.

Ya en la plataforma, la fuente radioactiva se transborda asegurándola con cable al gancho de la grúa para evitar que caiga al agua durante las maniobras y luego se coloca dentro de la red de izaje en la plataforma y se guarda en un lugar lo más alejado posible de las instalaciones de trabajo y descanso.

a).- Operación de pesca

Si la fuente radioactiva cae en un pozo, informe de inmediato al jefe, proporcionándole los datos sobre la cantidad y tipo de material radioactivo y la herramienta dejada en el pozo. Se da circulación al lodo de

perforación y se verifica continuamente el seguimiento del lodo como medida de protección para el personal.

b).- Prueba de fuga de radioactividad

Las pruebas de fuga se deben realizar en todas las -  
fuentes radioactivas cada tres meses, son una medida -  
de precaución verificar que una fuente no tenga fugas.  
Para efectuar la prueba, se usa el "wipe test kit" -  
Fig. I.25. También se hacen pruebas de emergencia -  
cuando se sospecha que una fuente tenga fugas.

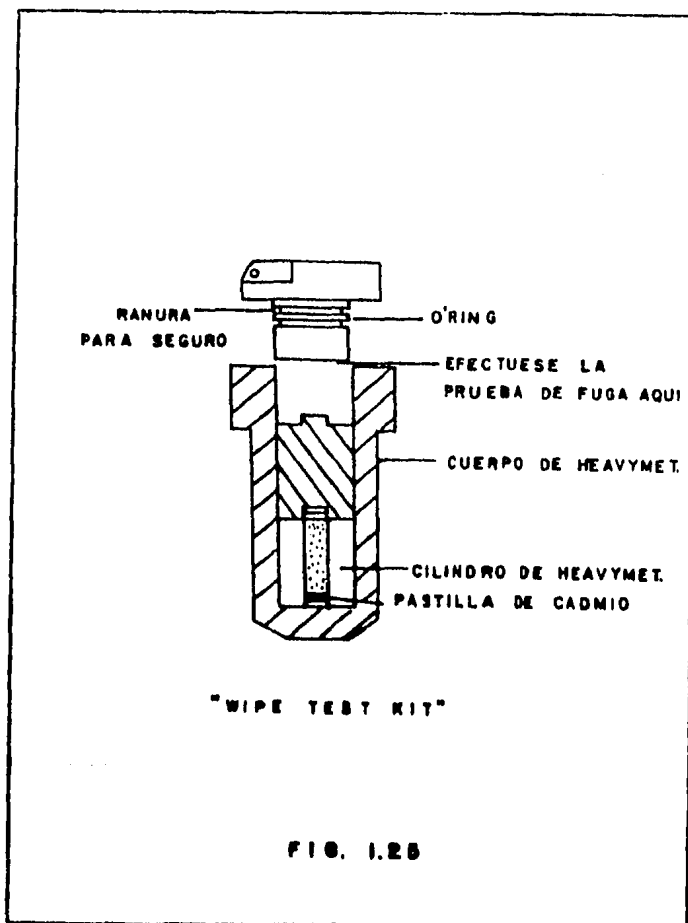


FIG. I.25

c).- Registros de Inspección

Cada Distrito debe tener un registro de recibo y eliminación de todas las fuentes radioactivas asignadas, - también debe tener registro de las fechas y resultados de las pruebas de fuga.

Los registros de las pruebas de fuga se traspasan cuando se dá de baja o se asigna la fuente a otro distrito.

d).- Transportación de materiales radioactivos en vehículos

El Reglamento de Tránsito Federal, especifica sobre - los materiales radioactivos, las cantidades que se pueden embarcar, los recipientes que se pueden usar y la preparación de la guía de embarque y etiqueta.

El Reglamento exige un nivel de radiación máximo de - 200 mrem/hr en la superficie del empaque o 10 mrem/hr a 3 pies del material, normalmente es más económico aumentar el blindaje hasta que el nivel de radiación llegue al punto deseado.

Todas las fuentes radioactivas deben llevar dos etiquetas amarillas que digan "radioactivo" una en cada lado.

Cada paquete radioactivo debe llevar un sello para asegurarse de que no ha sido abierto ilegalmente. En embarques internos se sella con cinta de papel y para exportación con banda de metal. La guía de embarques - tiene un certificado que estipula que se han cumplido todos los requisitos de Tránsito Federal para dicho embarque.



e).- Instrumentos para verificar la radiación

Existen varios instrumentos para verificar los niveles de radiación, el Contador Geiger detecta los Rayos Gamma el detector de Neutrones vigila los neutrones. Un detector de radiación con una ventana delgada, se usa para verificar los rayos alfa o beta a corta distancia.

Para medir la contaminación aérea, se usa una aspiradora especial para succionar el aire a través del filtro, el filtro es verificado en lo referente a radiación y se toman las medidas correctivas que sean necesarias.

## II.- HERRAMIENTAS

### REGISTRO DE RAYOS GAMMA NATURALES

#### a).- INTRODUCCION

Los registros radioactivos nacieron como necesidad de la Industria Petrolera, ya que fué necesario determinar principalmente la posición de las arenas productoras detrás de la tubería de revestimiento. Ahora su uso se ha diversificado en forma considerable.

Los registros radioactivos se desarrollaron en los Laboratorios de la Well Surveys, Inc. desde noviembre de 1939 a mayo de 1940. En México se obtuvo por primera vez un registro radioactivo (Rayos Gamma únicamente) en el pozo Misión No. 2, el 26 de octubre de 1945.

Las rocas sedimentarias contienen cantidades de radioactividad medibles y esta emisión radioactiva es bastante variable según la provincia geológica. Las rocas que presentan mayor radioactividad son las lutitas, ya que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en ellas. En las formaciones limpias, el nivel radioactivos es bajo, a menos que estén contaminadas por ceniza volcánica, rodados graníticos radioactivos o aguas de formación que contengan sales de potasio disueltas.

El Registro de Rayos Gamma naturales, mide la cantidad de radioactividad en una formación, esta cantidad es producto de la desintegración espontánea de elementos radioactivos inestables como son el  $K^{40}$  y las series radioactivas del Uranio-Radio y del Torio.

Este registro requiere solamente de un detector, ya que la fuente es la naturaleza misma. La medida es-

hecha por un conteo de fracciones de Rayos Gamma que penetran en el detector o por una cámara de ionización porque mide la corriente de ionización producida por los Rayos Gamma.

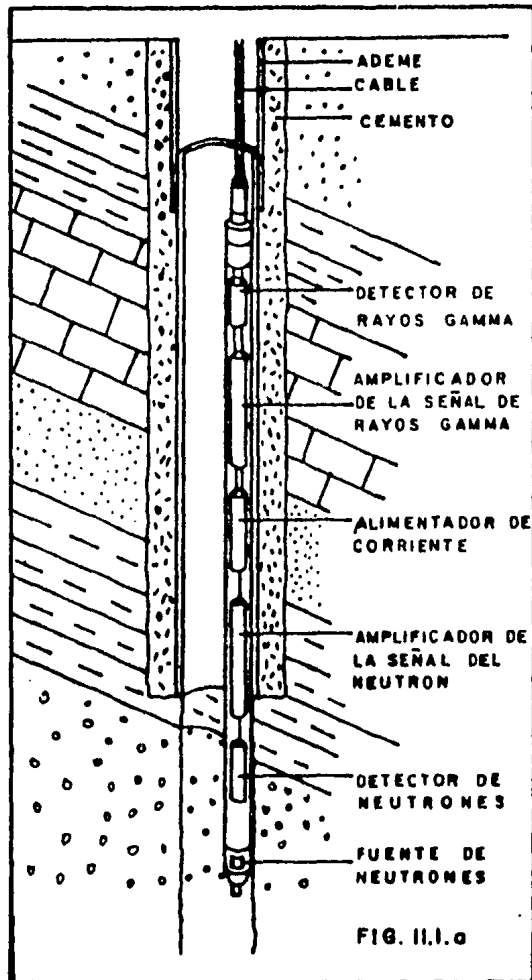
La respuesta se graba en el registro y depende de la intensidad de los Rayos Gamma y de la sensibilidad del detector. Los detectores se calibran en formas de radioactividad conocida.

Este registro frecuentemente se utiliza como sustituto del Registro de Potencial Espontáneo (SP), cuando éste no es satisfactorio o en agujeros adermados donde el SP es imposible de obtener, y para la terminación y reacondicionamiento del pozo.

La resolución vertical de la curva de Rayos Gamma, depende de la velocidad del registro y la constante de tiempo. Una alta intensidad de Rayos Gamma de la formación y una buena eficiencia de la herramienta de detección, darán una mayor resolución vertical.

b).- PRINCIPIO DE DETECCION DE LA SONDA

Los Rayos Gamma que provienen de la formación, llegan hasta la sonda y penetran en el detector que va montado en la misma. El detector comúnmente usado es un contador de centelleo que al ser golpeado por los Rayos Gamma provenientes de la formación, emite un destello y éste es multiplicado por el fotomultiplicador hasta un voltaje suficiente para alimentar un pulso dentro de un circuito electrónico. Estos contadores tienen una resolución vertical de 2 ½ pies y una profundidad de investigación aproximada de 6 - pulgadas. La figura II.1.a muestra un arreglo de la sonda de Rayos Gamma.



Los Contadores Geiger-Muller también se usan cuando hay alta temperatura en el agujero que afecta al contador de centelleo. En los Contadores Geiger - Muller los Rayos Gamma que penetran en él, chocan con los átomos del gas (Argón) que al liberar electrones lo ionizan. La conductividad del gas es proporcional a la intensidad de los Rayos Gamma, la corriente resultante de esta liberación de electrones, se amplifica automáticamente e indica la cantidad relativa de material en la formación. Aunque la radiación gamma es una emisión que no es de razón constante (esto es que la desintegración espontánea, no es igual en el tiempo), se tiene que ajustar el detector a una velocidad de registro y una constante de tiempo.

c).- NOMBRE COMERCIAL.

Este registro se conoce unicamente por Registro de Rayos Gamma Naturales (GR). La fig. II.1 muestra un Registro de Rayos Gamma, en la pista de la izquierda se presenta la curva de Rayos Gamma con su respectivo escalamiento y en la pista derecha se presenta una curva de porosidad con su escala. Este ejemplo es una de las muchas combinaciones con que puede tomarse este registro.

El registro GR, puede ser corrido en combinación con registros de neutrones, sónicos, densidad, inducción, laterales y otros. La fig. II.2, muestra las diferentes combinaciones del Registro GR.

d).- CARACTERISTICAS DEL EQUIPO

El sistema CSU contiene el panel a usar según instrucciones del Ingeniero.

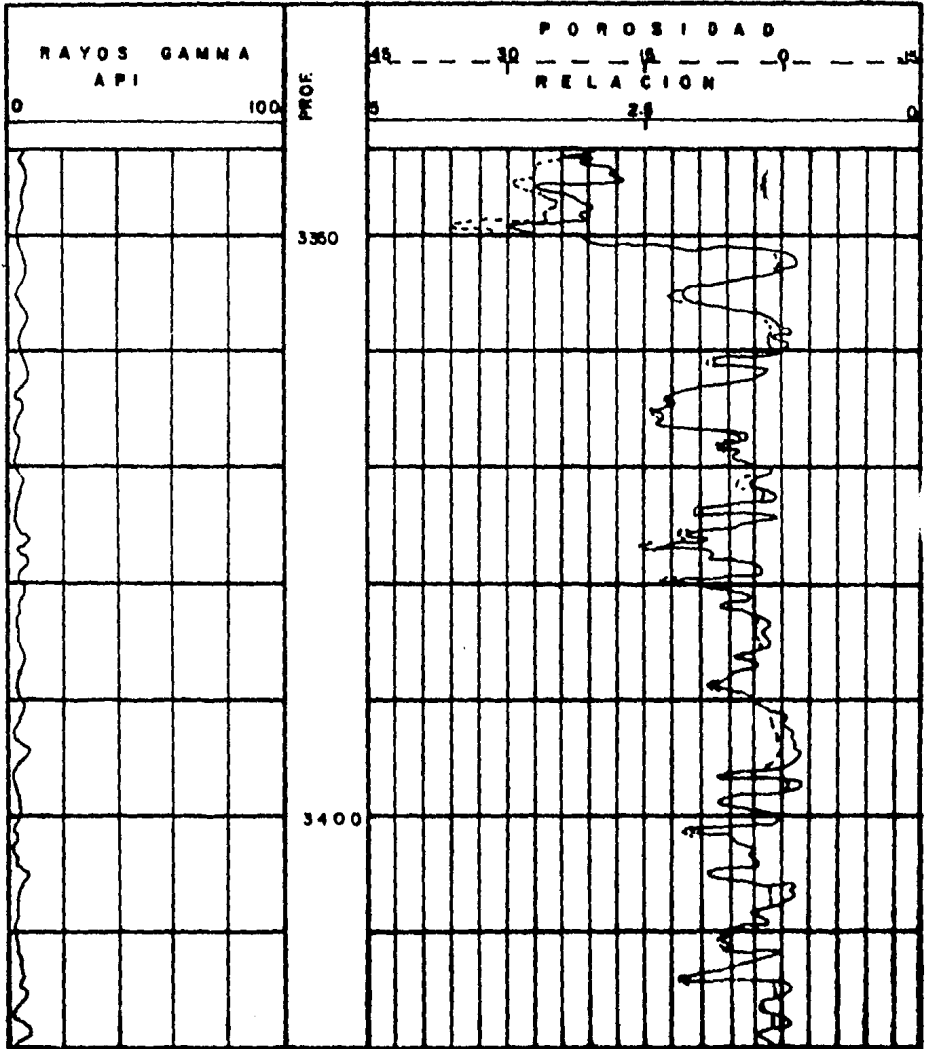


FIG. II.1



El detector que se utiliza comúnmente es un contador de centello (scintilómetro) que son cristales de yoduro de sodio activado con talio y con una longitud de 3 pulgadas y una eficiencia del 40% al 60%.

El primer detector usado fué la Cámara de Ionización por la Compañía Lane-Wells, Welox, Western Company.

También se usa el Contador Geiger-Muller, el cuál tiene la desventaja que es de baja eficiencia (1%), dá pulsos grandes en amplitud (2 a 3 volts) que no requieren amplificación para ser llevados a la superficie. Son usados por la Schlumberger.

El diámetro de la herramienta va de  $1 \frac{11}{16}$ " a  $3 \frac{5}{8}$ " y para ser corrido este registro, el diámetro interno mínimo del tubo de revestimiento debe ser de 2".

La figura II.3, muestra otras características de la herramienta de Rayos Gamma.



**SERVICIO: GR RAYOS GAMMA**

**EQUIPO**

	Panel según instrucciones del Ingeniero
SGC	Cartucho de Rayos Gamma en "Housing"
SGH	"Housing"
AH-63	Adaptador 10 a 31 ó
H-29740	Adaptador 10 a 10 $\frac{1}{2}$
H-39574	Fondo
SFT-60	Pinza de calibración ("Jig")

**ARMADO DEL EQUIPO**

- Use anillo de rosca gruesa en la cabeza
- Chequee que la llave selectora esté en la posición correcta
- Instale el fondo si se corre solo Rayos Gamma

**VELOCIDAD DE PERFILAJE**

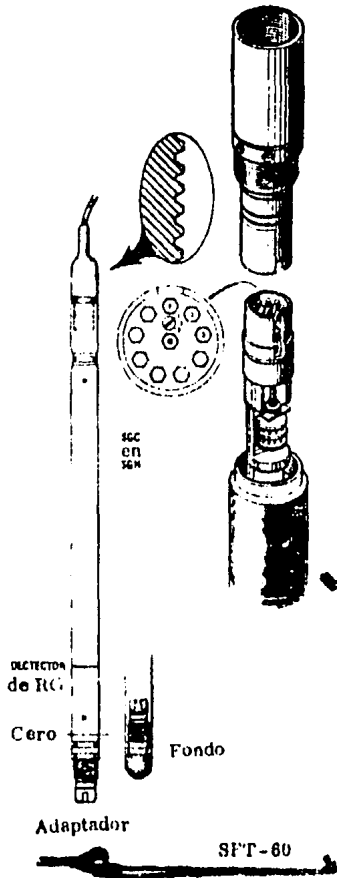
1800 pies por hora - 9 metros por minuto

**POSICIONES DE LA LLAVE SELECTORA**

- Pos. 1 "GEN" para correr: Rayos Gamma solo
- Pos. 2 "IES" para correr: Rayos Gamma con IRT
- Pos. 3 "STD" para correr: Rayos Gamma con PGT, SLT, PNT,

**CALIBRACION**

- Mantenga todas las fuentes radioactivas (Incluso la pinza de calibración) alejadas de la herramienta.
- Cuando el ingeniero así lo indique.
- Instale la pinza de calibración sobre la herramienta de manera que quede fija donde se encuentra la marca en el "housing". Asegúrese que no haya nada entre el detector y la fuente.



## REGISTRO DE DENSIDAD COMPENSADO

### a).- INTRODUCCION

El Registro de Densidad Compensado es una segunda versión mejorada de su antecesor el Registro de Densidad (FDL) ó Gamma-Gamma, el cuál contaba con un solo detector, lo que hacía que la información tuviese muchas correcciones.

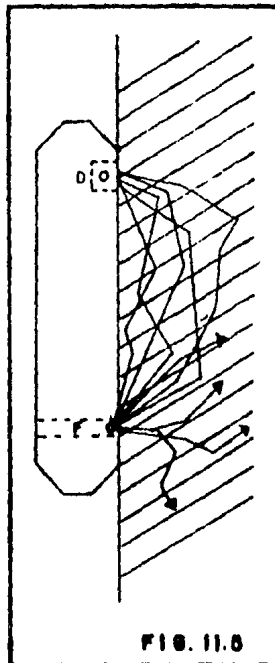
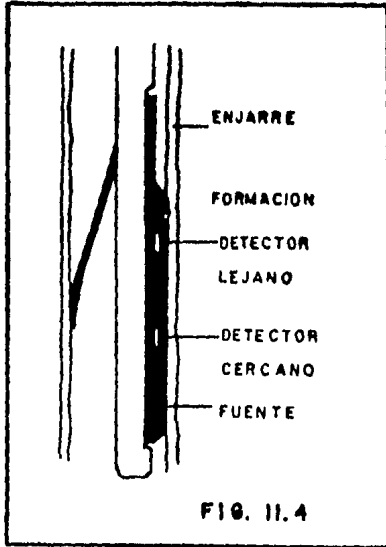
El Registro de Densidad Compensado tiene como principio - la emisión y detección de Rayos Gamma dispersos en la formación. Para evitar que el enjarre altere la señal, se corre pegado a la pared del agujero, de aquí que los registros que se corren de esta forma se denominan de "pared".

Con este Registro de Densidad Compensado, se obtiene la - densidad total de la formación, teniendo aplicación en la identificación de minerales en depósitos de evaporitas, - detección de gas, evaluación de arenas arcillosas, litologías complejas y del rendimiento de arcillas petrolíferas. También pueden obtenerse valores de porosidad si se conoce la litología. Este registro puede correrse en agujero vacío o lleno y no es recomendable tomarlo cuando existiera tubería de revestimiento (por la absorción de Rayos Gamma en la emisión y detección).

### b).- PRINCIPIO DE DETECCION DE LA SONDA

La sonda consta de una fuente de Rayos Gamma y dos detectores figura II.4, colocados en una placa blindada (al - mohadilla) y un patín diametralmente opuesto, donde va - el calibrador del diámetro del agujero, este patín median - te un resorte, mantiene contra la pared a la almohadilla.

El principio en que se basa este registro es el siguiente: los Rayos Gamma salen de la fuente Figura II.5, y se dis -



persan en la formación. Desde el punto de vista atómico, estos Rayos Gamma penetran en las órbitas de los electrones. Si el material es muy denso, es decir contiene muchos electrones, los Rayos Gamma se dispersarán más por el excesivo número de colisiones con los electrones, de aquí que perderán energía y así son más fácilmente absorbidos en el medio, llegando al detector una cantidad menor de Rayos Gamma. En el caso contrario si la formación contiene pocos electrones (baja densidad), pocos Rayos Gamma serán frenados y así muchos podrán llegar a los detectores. De aquí que la intensidad registrada es inversamente proporcional a la densidad de la formación. En experimentos de laboratorio, se halló una conversión de número de pulsos a densidad, por lo que las sondas son calibradas en laboratorios con formaciones de caliza de alta pureza y de densidad bien conocida.

c).- NOMBRES COMERCIALES

El Registro de Densidad Compensado, presenta varios nombres Comerciales según la Compañía.

Formation Density Log .....	FDL .....	Birdwal
Compensated Densilog .....	CDL .....	Dresser Atlas
Density Log .....	DL .....	} Go International
Borehole Compensated Density Log.	CDL .....	
Density.....		Mc Cullough
Formation Density Compensated Log	PGT 6 FDC..	Schlumberger
Articuled Density Log .....		Walex

La Figura II.6 muestra un registro FDC, escalado en forma lineal. En la pista izquierda se presenta la curva del calibrador (Caliper). En la pista derecha se tiene la curva de densidad compensada junto con una curva Δ que es la compensación que se aplica como corrección.

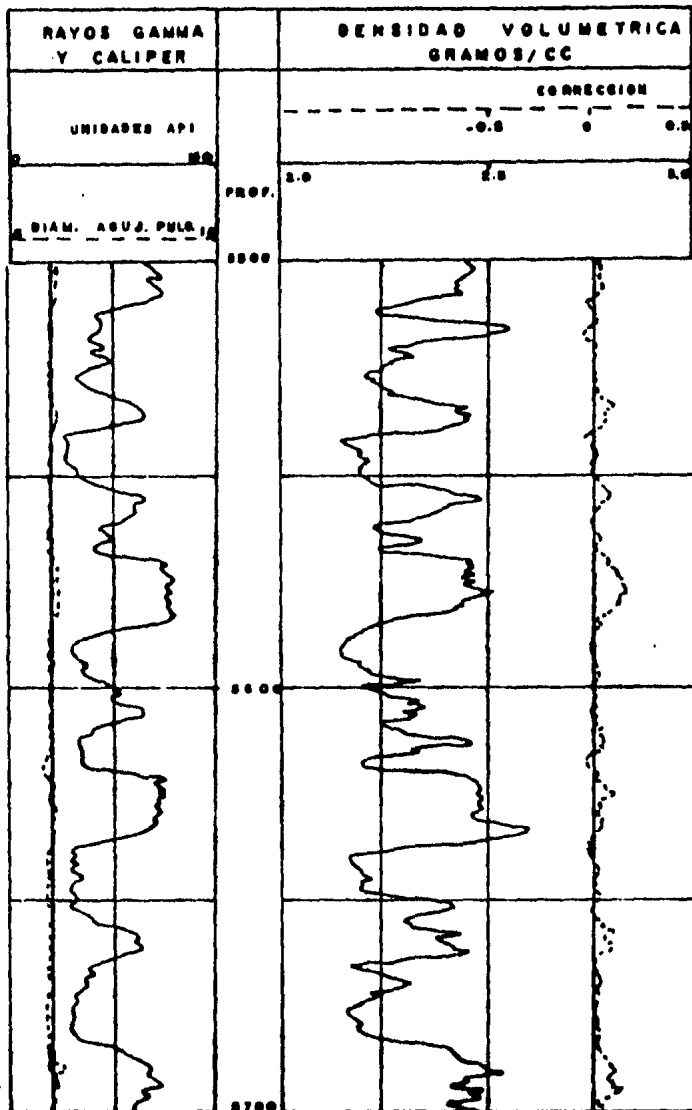


FIG. II.6

El Registro FDC se puede tomar en combinación con un registro de neutrones para la determinación de zonas que contienen gas, con el Registro Epitérmico de Pared para la determinación de litologías complejas, con cualquier otro registro de neutrones en la determinación de la porosidad verdadera.

La Figura II.7 muestra otro Registro FDC con una curva de porosidad calculada a partir del mismo registro.

d).- CARACTERISTICAS DEL EQUIPO

La sonda está diseñada de tal forma, que pueda cortar un cierto espesor de enjarre, ya que éste va a alterar la señal. La combinación con el caliper es para que el equipo de superficie realice correcciones mínimas por efectos de la pared del agujero.

Con el detector lejano a la fuente, se obtiene información de la formación en cambio con el detector cercano se obtiene información de los materiales entre la formación y la almohadilla de la sonda así como también de la formación.

La fuente de Rayos Gamma utilizada comúnmente es Cesio - 137 ó Cobalto 60. El primero emite fotones con energía de 0.66 Mev y el segundo emite fotones con energía de 1.17 a 1.33 Mev.

Los detectores usados son contadores de centelleo. La herramienta tiene una resolución vertical de 10 pulgadas y una profundidad de investigación de 6 pulgadas. El punto en el cuál la herramienta toma la medida es el punto medio entre los dos detectores.

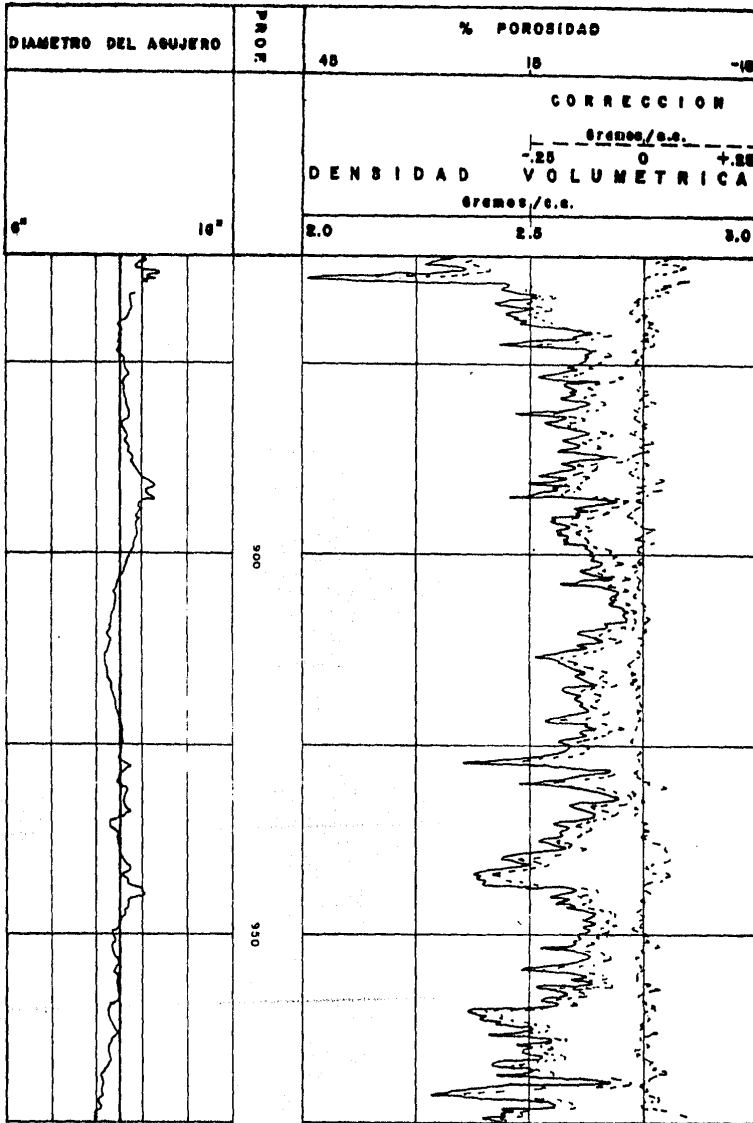


FIG. 11.7

La presión y temperatura máxima de operación son 20,000 PSI y 350° F respectivamente.

Además como se trabaja con un fenómeno radioactivo, las variaciones estadísticas se suavizan antes de registrar se por lo que, se recomienda una velocidad máxima de Registro de 1,800 pies/hora, con constantes de tiempo para formaciones de baja densidad de 2 seg y 4 seg para formaciones de alta densidad.

Otra característica del equipo, es la de compensar la medida de la densidad ya sea para enjarre o por rugosidad del agujero al promediar las dos salidas (señales) de los detectores, dando como respuesta la densidad correcta de la formación. El CSU obtiene valores de densidad de formación sin compensar a partir de los pulsos del detector lejano y calcula una densidad de corrección usando los pulsos de los dos detectores y suma  $\Delta\rho$  (en el caso de enjarre de barita lo resta) a el valor sin compensar, para obtener la densidad corregida y calcula valores de porosidad a partir de una densidad de matriz dada en el CSU.

La figura II.8 y la figura II.9, muestran otras características del equipo de densidad compensado.



SERVICIO: FDC PERFIL DE DENSIDAD COMPENSADO

EQUIPO

PGP	Panel de Densidad
SCP-A	Panel Calibrador/Contador
PGC	Cartucho de Densidad en
PGH	Housing de Densidad
PGS	Sonda de Densidad
	PGS-E con diafragma metálico
	PGS-EB ó EC con pistón compensador,
	requiere:
	- H-206588 inyector de aceite
	- B 22108 pistola de grasa
PGD	Detector de Densidad
PDH-DB	Housing del Detector (con placa de desgaste) ó
PDH-D	Housing del Detector (sin placa de desgaste)
H-102372	Fondo
SFT-106	Calibrador ("jig") ó
GCB-C	Bloque de calibración portátil
GCS	Blindaje, con la fuente
H-113930	Herramienta de manipulación de la fuente
H-133555	Llave para los tornillos de traba
	Anillos de calibración del caliper 8" y 12"
GTS	Blindaje para transporte (emergencia)
	Carrito blindado

ARMADO DEL EQUIPO

- Use anillo de rosca gruesa en la cabeza
- Chequee que la sonda tenga el brazo apropiado:
  - Pozos menores de 16" H-129832 Zapato flexible (formaciones blandas)
  - H-142054 Brazo corto sin zapato (formación dura)
  - Pozos entre 17" y 22" H-142161 Brazo largo sin zapato (no debe usarse en pozos menores de 12")
- Coloque cinta sobre el cilindro hidráulico de la sonda como protección al levantar o bajar la sonda. Asegúrese que la cinta sea retirada para perfilar

VELOCIDAD DE PERFILAJE

1800 pies por hora = 9 metros por minuto

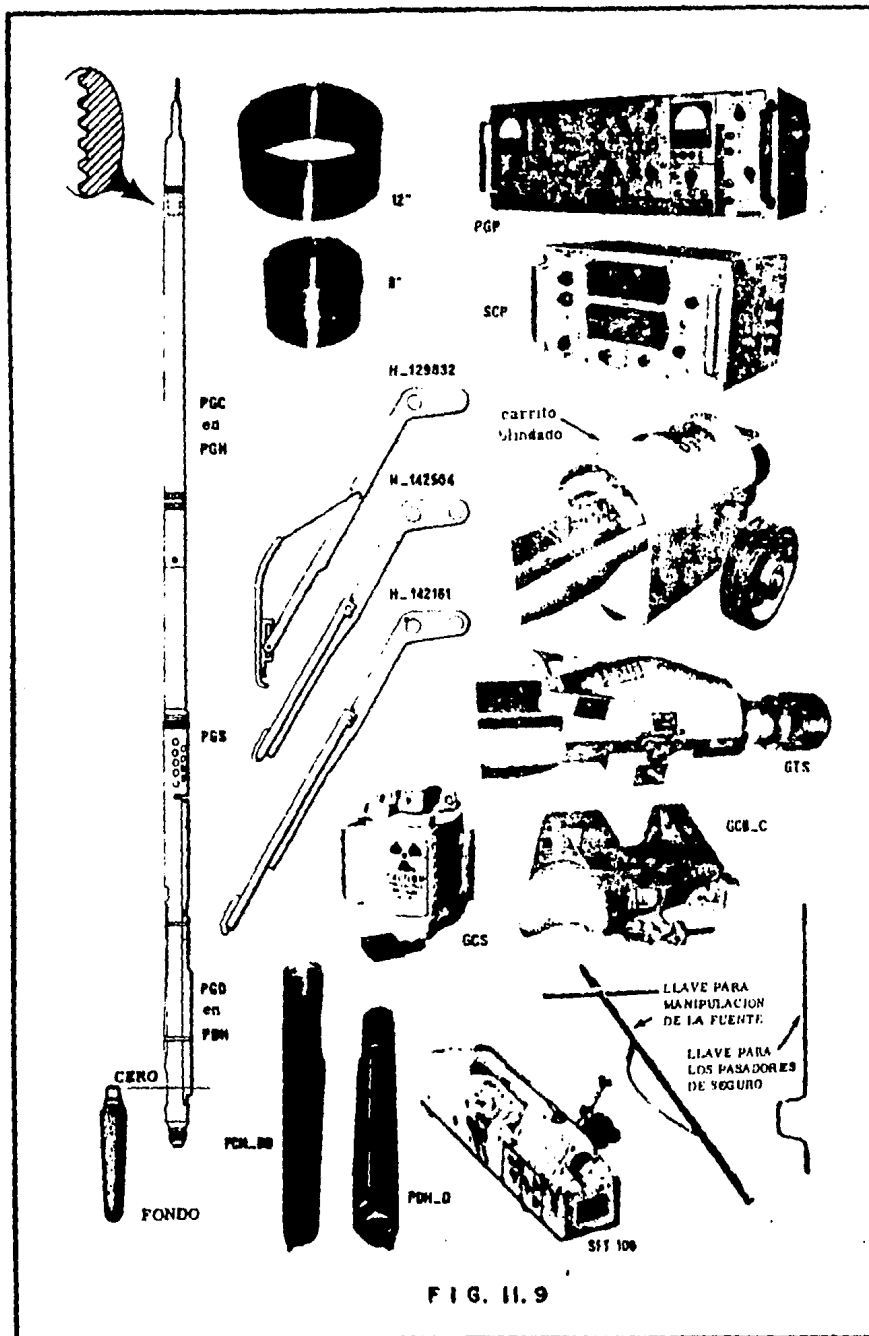


FIG. II.9

## REGISTRO EPITERMICO DE PARED

### a).- INTRODUCCION

Los registros de neutrones son también denominados Registros Nucleares, ya que al ser utilizados neutrones como proyectiles, éstos interactúan con el núcleo atómico de ahí esta denominación. A diferencia de los Registros de Rayos Gamma Naturales, Densidad Compensado, Litodensidad y otros que son denominados Registros Radioactivos por que se basan en el decaimiento o emisión espontánea de algunos elementos naturales, acompañado este decaimiento con emisiones radioactivas.

Los pioneros de los Registros Nucleares fueron Conrad - Schlumberger y Henri Georges Doll.

Los Registros Nucleares han ganado mucha popularidad en los últimos años, ya que su aplicación no sólo se enfoca a la Industria Petrolera sino también en la determinación de otros tipos de recursos naturales. Aún cuando en la Industria Petrolera su principal objetivo es medir la porosidad de las formaciones, también se puede obtener:

- 1.- Delineación de formaciones porosas y su densidad
- 2.- Identificación de zonas gaseosas cuando se compara con otro registro de porosidad.
- 3.- Determinación de la litología
- 4.- Detección de Cloro
- 5.- Medidas de temperatura en el agujero

El Hidrógeno es un elemento relativamente abundante en la naturaleza y como se sabe, el Hidrógeno es el que generalmente frena a los neutrones. De aquí que los Registros Nucleares sean una medida de la concentración de H<sub>i</sub>

drógeno en la formación y se basan en el bombardeo de las formaciones con neutrones, detectando Rayos Gamma de captura y/o neutrones térmicos y/o neutrones epitérmicos, dependiendo del tipo de registro. El Registro Epitérmico - de Pared, es un registro nuclear que como su nombre lo indica, sólo debe ser corrido en la pared del agujero.

Este registro da directamente valores de porosidad escalada linealmente y comparada con la porosidad del registro-FDC, permite la identificación de areniscas, calizas y dolomías. Así como en las litologías complejas o variadas, donde la porosidad se determina con exactitud.

En este registro se tiene la ventaja que el CSU en el camión, minimiza los efectos que se producen por la variación en el diámetro del agujero y su forma, la salinidad del fluido, el peso del lodo y la temperatura en el agujero.

Su operación óptima es en agujeros abiertos, vacíos o llenos y no se recomienda tomarse en pozos con tubería de revestimiento, ya que el espesor de éste, su posición y el cemento detrás de ella falseará la señal.

b).- PRINCIPIO DE DETECCION DE LA SONDA

La sonda consta de una fuente y un detector que van colocados en una almohadilla y ésta, va aprisionada contra la pared del agujero. La fuente de neutrones es de Pu-Be ó Am-Be y el detector es un contador proporcional blindado, lo que hace que el sistema de detección sea direccional para discriminar aquellos neutrones que arriben por el fluido del agujero.

La formación se bombardea con neutrones muy veloces (con energía arriba de 100,000 ev) y éstos sufren una gran -

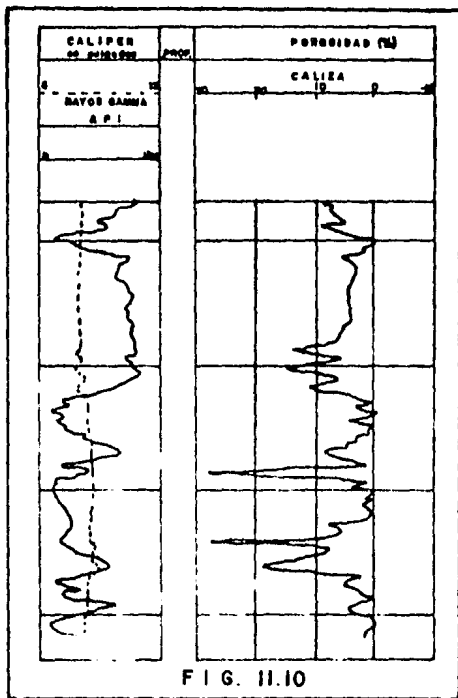
pérdida de energía cuando chocan con núcleos de igual masa como lo es el de Hidrógeno, por lo que el hidrógeno juega el papel más importante en los registros nucleares. La pérdida de energía no es otra cosa más que el frenado de los neutrones hasta que éstos alcanzan un equilibrio térmico con su vecindad. Entonces son considerados neutrones térmicos (la energía térmica es de 0.025 eV a 25° c con una velocidad de 1200 m/s). Pero el mejor frenado de neutrones ocurre cuando alcanzan la energía epitérmica (rango de energía de 100 a 0.1 eV). Aproximadamente son requeridas 18 colisiones para que un átomo de hidrógeno frene a un neutrón, llevándolo a una energía inferior a 2 eV y se requieren de 10 a 100 milisegundos para que esto ocurra. Cuando los neutrones alcanzan su energía epitérmica, es lógico pensar que ya se habrán difundido en la formación y seguirán cayendo hasta su energía térmica para después ser capturados por los átomos de hidrógeno dispersos con la consecuente emisión espontánea de radiación gamma. Pero como el Sistema de Detección está blindado, solamente van a ser detectados los neutrones con energía por encima a los 0.4 eV. Es decir, antes de caer a su energía térmica.

c).- NOMBRES COMERCIALES

El Registro Epitérmico de Pared, pertenece a la segunda generación de los Registro Nucleares de los 1960 s.

Los nombres comerciales para este registro son:

Sidewall Epithermal Neutron Porosity Log . (SNP) ..Schlumberger  
Sidewall .....(SNL) .. Gearhart  
Sidewall Epithermal Neutron Log.....(SMN) .. Dresser-Atlas y  
Walex

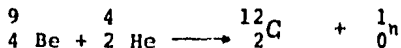


La Figura II.10 muestra un Registro SNP. En la pista 1 aparece la curva del calibrador para la corrección automática por diámetro del agujero con una curva de Rayos Gamma. En las pistas 2 y 3 aparece la curva de porosidad en escala lineal en unidades de porosidad y con el tipo de matriz con la cuál fué calculada la curva en el CSU. Este registro puede ser tomado en conjunto con otros registros de porosidad como el FDC, BHC (Sónico de Porosidad), o con otros tipos de registros.

d).- CARACTERISTICAS DEL EQUIPO

Las fuentes utilizadas en el equipo CNL son una mezcla de Berilio y otro elemento que emite partículas Alfa ( $\alpha$ )

Las partículas Alfa ( $\alpha$ ) son producidas por radioisótopos tales como <sup>226</sup>Radio, <sup>239</sup>Plutonio, <sup>241</sup>Americio.- Estos radioisótopos al producir partículas Alfa ( $\alpha$ ) bombardean al Berilio, produciendo neutrones de alta energía, la reacción es:



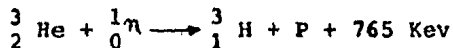
La tabla II.1 (Registro de Neutrón Compensado) dá más información con respecto a las fuentes.

Los detectores comúnmente usados son:

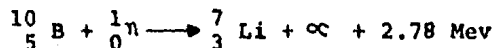
-Detectores de Centelleo que usan Litio con la reacción:



-Detector Geiger-Muller, que usa Helio -3, con la reacción:



-Contador Proporcional que utiliza el Hexafluoruro de Boro. con la reacción:



Todas estas reacciones son sensitivas a neutrones térmicos como a neutrones epitérmicos.

La sensitividad para neutrones térmicos puede incrementarse al agregar Cadmio.

La herramienta SNP tiene una profundidad de investigación de 6.7 pulgadas y una resolución vertical de 16 pulgadas.

El punto de medición se hace en el punto medio entre los dos detectores.

Las mediciones radioactivas tienen un carácter estadístico, (fluctúan) por lo que el conteo del detector es un promedio con un circuito constante de tiempo de 2 segundos para agujeros de 6 a 10 pulgadas. Se recomienda usar una velocidad máxima de registro de 1800 pies/hora.

En pozos de mayor diámetro y formaciones con contraste radioactivo, se utiliza una constante de tiempo mayor y una menor velocidad de registro.

El diseño de la Herramienta SNP, es para trabajarse con agujero abierto lleno de lodo o aire. El diámetro mínimo del agujero debe ser de 5 pulgadas y siempre es tomado el registro con un calibrador para minimizar los efectos por diámetro de agujero.

Las condiciones máximas de operación son: 350°F y 20,000 PSI.

Las ventajas que presenta este registro son:

- 1.- Por ser un registro de pared los efectos de agujero son minimizados.
- 2.- Como solo detecta neutrones epitérmicos, los efectos perturbadores de fuertes absorbedores de neutrones térmicos (Cloro, Boro) en las aguas de las formaciones son minimizados.
- 3.- Muchas de las correcciones las realiza el CSU

Las figuras II.11 y II.12, muestran otras características del equipo SNP.



SERVICIO: SNP PERFIL NEUTRONICO EPITERMAL

EQUIPO

PGP	Panel de Densidad
PGC	Cartucho de Densidad <u>en</u>
PGH	Housing de Densidad
PGS	Sonda de Densidad PGS-E con diafragma metálico compensador PGS-EB ó PGS-EC con pistón compensador, que requiere como equipo auxiliar: H 206 588 inyector de aceite B 022 108 pistola de grasa
PND	Detector de Neutrón Epitermal, <u>en</u>
PNH	Housing del Detector de Neutrón Epitermal
H-102 372	Fondo
SFT-116	Calibrador
NCS	Blindaje de la Fuente Neutrónica, con fuente
SFT-114	Carrito blindado
H-129 710	Llave para los tornillos de seguro
H-113 930	Llave para manipuleo de la fuente Aros de Calibración del Caliper - 8" y 12"

ARMADO DEL EQUIPO

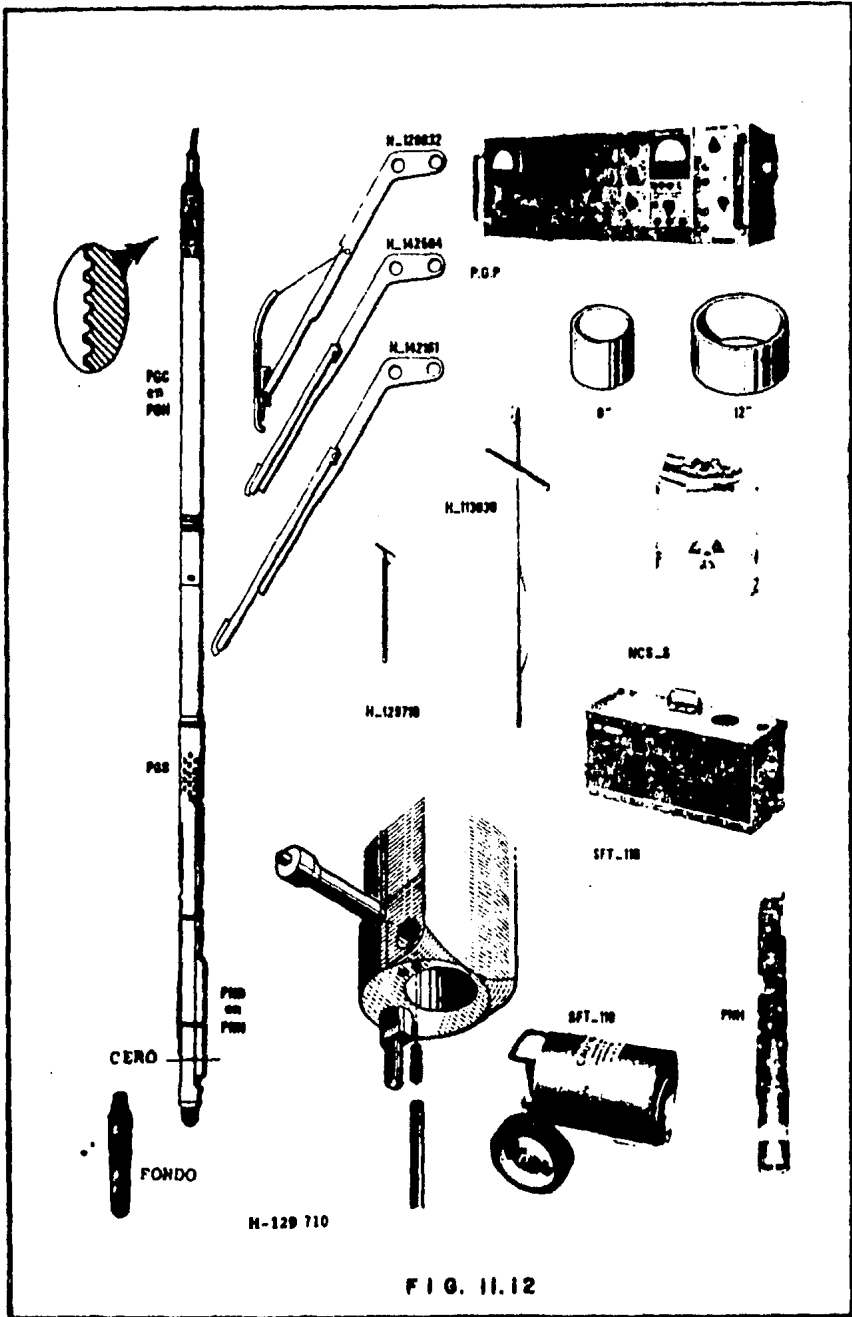
- Use anillo de rosca gruesa en la cabeza
- Verifique que la sonda tenga instalado el brazo de caliper adecuado:  
Pozo de menos de 16" H-129 832 Zapato flexible (formaciones blandas)  
H-142 054 Brazo corto (formaciones duras)  
Pozo entre 17" y 22" H-142 161 Brazo largo (no debe usarse si el  
pozo tiene menos de 12" de diámetro)

VELOCIDAD DE PERFILAJE

1800 pies por hora = 9 metros por minuto

FIT Igual al equipo de Densidad PGT para la sonda y el cartucho (estas partes son comunes a ambos equipos).

- Limpie el patín; especialmente la cavidad de la fuente, los huecos de los pasadores de seguro de la fuente y las roscas
- Aceite los pasadores de seguro y engrase las roscas
- Quite el protector de rosca del patín, limpie la rosca, verifique la condición de los pines
- Limpie la bandeja corrediza del calibrador y verifique que se mueva con facilidad
- Coloque algunas gotas de aceite en el candado del blindaje de la fuente.



## REGISTRO DE NEUTRON COMPENSADO

### a) .- INTRODUCCION

El Registro de Neutrón Compensado al igual que todos los Registros Nucleares, determina la porosidad de la formación en agujeros abiertos o ademados y saturados de líquidos, así como el tipo de litología y la existencia de zonas con gas.

Las herramientas antiguas de un solo detector, se veían muy afectadas por el enjarre, cemento y el lodo ya que causan cambios en los pulsos, afectando la porosidad aparente del registro. Los cambios en los pulsos causados por el lodo o cemento, debían ser bien determinados para así poder obtener la porosidad verdadera.

El objetivo del Registro de Neutrón Compensado es minimizar los efectos anteriores, por lo que usa dos detectores sensibles a neutrones térmicos que minimizan los efectos de enjarre y cemento. El CSU corrige por efecto de tamaño de agujero y variaciones en la matriz. Los pulsos proporcionados por los detectores son convertidos a unidades de porosidad (Índice de Porosidad) en el CSU.

### b) .- PRINCIPIO DE DETECCION DE LA SONDA

El principio sobre el cuál opera este registro es idéntico al aplicado en el Registro SNP. La fuente emite neutrones que colisionan con los átomos de la formación y los detectores cuentan los neutrones que llegan a ellos reducidos hasta su energía térmica (cuando los neutrones han caído a su nivel más bajo de energía y están prestos a ser absorbidos). La figura II.13 muestra el arreglo de la sonda de neutrón compensado.

c).- VENTAJAS DEL NEUTRON COMPENSADO

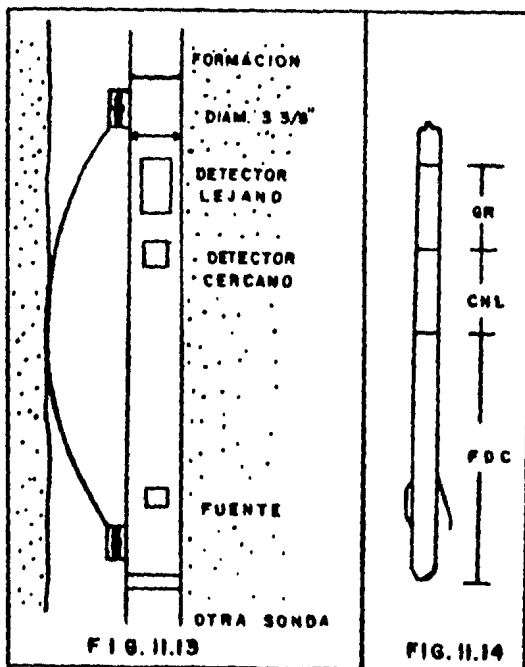
- Es excelente para los casos de agujero abierto o ademado
- Reduce incertidumbres del agujero y enjarre que afectan a la almohadilla.
- Cuando se corre en combinación con el FDC, es un excelente equipo para la identificación de gas

d).- LIMITACIONES DEL NEUTRON COMPENSADO

- No puede usarse en agujeros vacíos
- La fuente radioactiva es muy poderosa por lo que necesita grandes cuidados.
- Los elementos como el Cloro, Boro y Litio son fuertes absorbedores de neutrones térmicos y pueden afectar los pulsos de los detectores

e).- NOMBRES COMERCIALES

Los nombres comerciales con los que se conoce a este registro son:



Compensated Neutron Tool .....	CNT-A ó CNL....	Schlumberger
Compensated Neutron .....	CN .....	Dresser Atlas
Dual Spacing Neutron .....	DSN .....	Welex
Compensated Neutron Dual Spacing ....	CNS .....	Gearhart

El Registro CNL solo no tiene gran valor, pero combinado su utilidad es grande. Comúnmente se corre en conjunto con el FDC y el GR (figura II.14). También puede tomarse en combinación con otros registros como el TDT (Thermal Decay Time Log), ISF (Induction Spherically Log) y el BHC (Borehole Compensated Log) lo que da una ventaja de hacer interpretaciones cualitativas rápidas en el sitio mismo de la corrida del registro.

La figura II.15 muestra un registro CNL en combinación con el FDC y el GR. La pista izquierda muestra las curvas de Rayos Gamma, Caliper y una línea gruesa que indica el diámetro de la barrena (en este ejemplo es de 10")

La pista derecha muestra las curvas de porosidad del CNL y del FDC con la escala de porosidad (índice de porosidad) y con la especificación del tipo de matriz utilizada en el CSU.

La figura II.16 muestra otro registro CNL con GR, la pista izquierda muestra la curva de Rayos Gamma y la pista derecha muestra la curva del neutrón (índice de porosidad) con su respectiva compensación.

#### f).- CARACTERISTICAS DEL EQUIPO

El sistema CSU contiene el Módulo de Registro Nuclear - (NLM) que a su vez contiene los circuitos para procesar los pulsos de información y calcula lo siguiente:

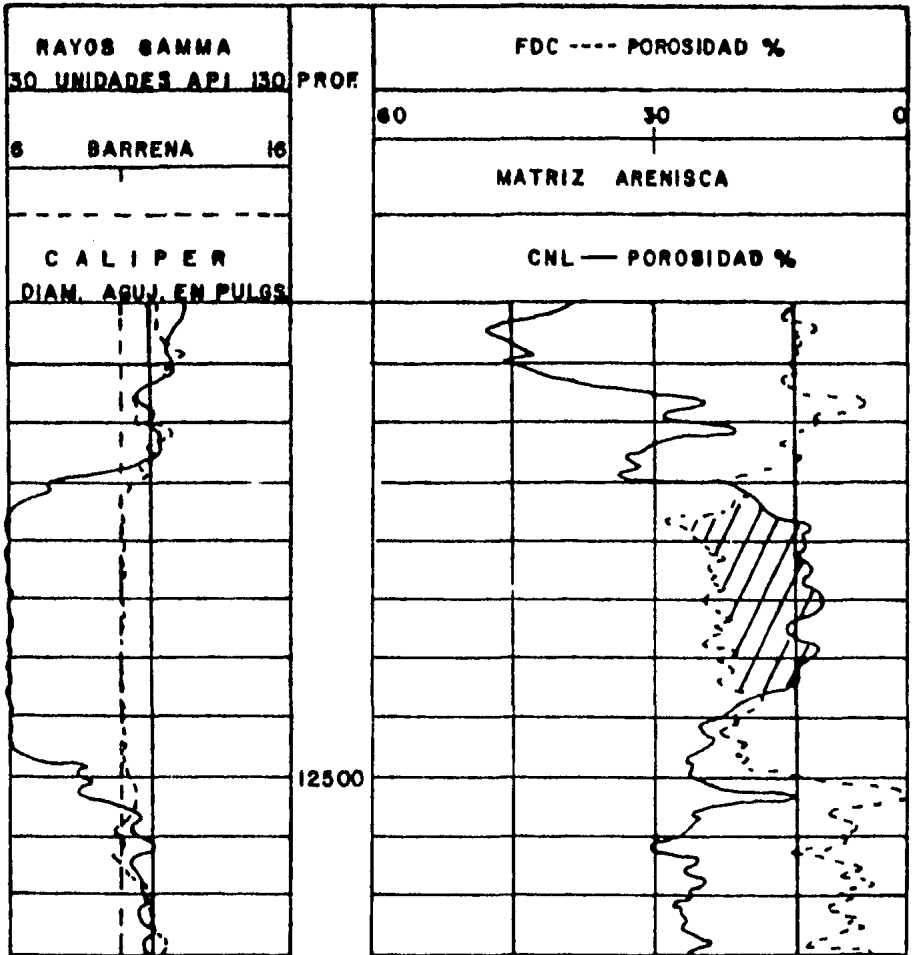


FIG. II.15

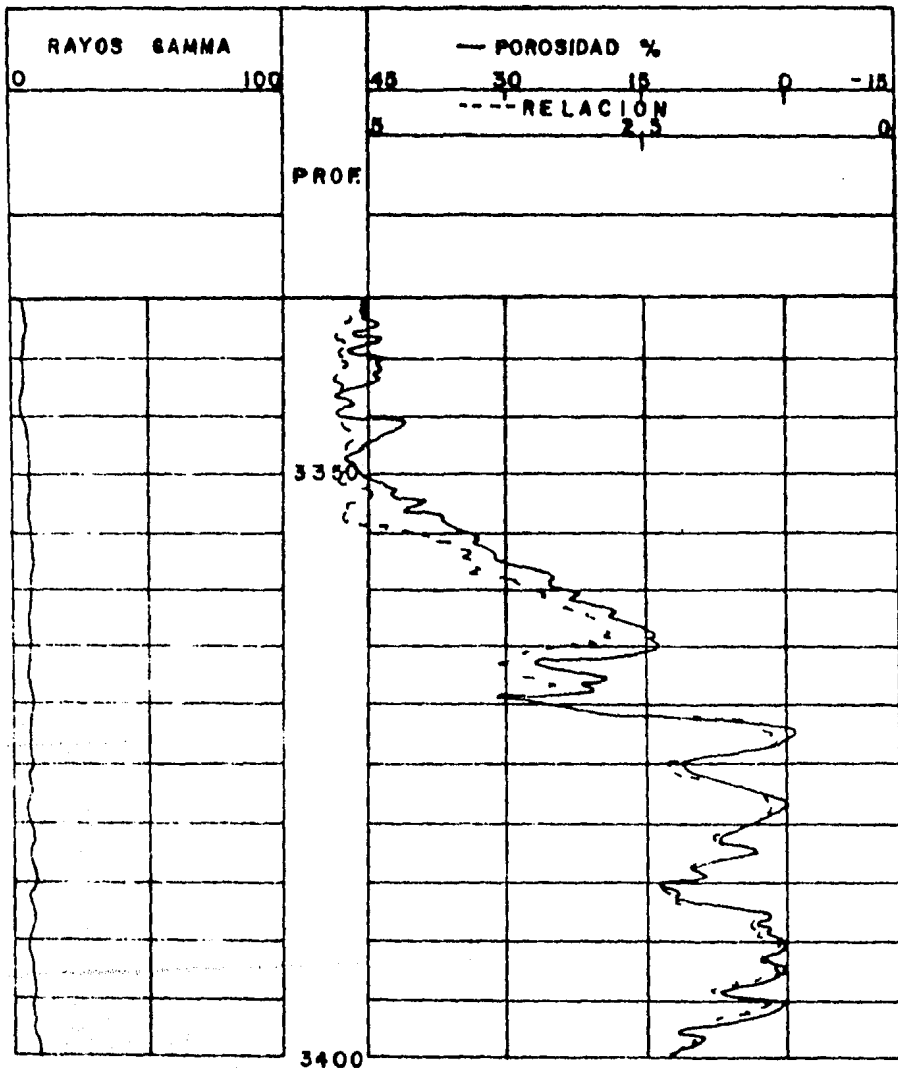


FIG. 11.16

- Pulsos del detector cercano (NCNL)
- Pulsos del detector lejano (FCNL)
- Relación entre pulsos (detector cercano/detector lejano)
- Relación normaliza (NRAT)
- Corrección por diámetro de agujero
- Porosidad según la matriz
- Relación del detector cercano/detector lejano en pulsos (RNRA)

NCT-B.- Es el tanque de prueba utilizado para calibrar el equipo CNL en el campo (primera calibración). Está construido de aluminio especial que da 18% de porosidad en una caliza.

CNB-AB.- Es el calibrador a prueba de agua para usar en el campo (Segunda Calibración) y contiene una fuente de Am-Be con una energía de 0.5 curies.

Equipo Auxiliar.- Placa vertical, equipo para manejar las fuentes del camión a la sonda y viceversa, manuales para abrir y cerrar la cámara donde va colocada la fuente en la sonda, el descentralizador. La figura II.17 y II.18 ilustran el equipo CNL

La sonda consta de un compartimiento para la fuente, dos detectores y el equipo electrónico necesario para mandar el CSU la señal de los detectores.

La combinación de dos detectores sensitivos con una fuente de alta energía, permite una velocidad de registro de 1,800 pies/hora y una constante de tiempo de 2 segundos.



## SERVICIO: CNL PERFIL NEUTRONICO COMPENSADO

### EQUIPO

CNP	Panel de Neutrón compensado
SCP	Panel Calibrador/Contador
CNC	Cartucho de Neutrón compensado <u>en</u>
CNH	Housing de Neutrón compensado
CNB	Calibrador
AH-64	Adaptador 10 a 31
H 218 111	Fondo
H 136 076	Excentrador con sus grampas
NCS-T	Blindaje de la fuente Neutrónica
H 113 930	Herramienta para manipulación de la fuente
H 142 458	Herramienta para la compuerta de la fuente
H 207 948	Chequeador de la Sonda

### ARMADO DEL EQUIPO

- Coloque las grampas del excentrador en la herramienta (las ranuras en posición correcta)
- Instale primero la grampa superior usando tres huecos en cada lado del housing para posicionarle; apriete las tuercas hasta que éstas hagan tope con las grampas
- Instale el excentrador sobre ambas grampas
- Haga correr la grampa inferior hasta que pueda apretar las tuercas
- Asegure las tuercas a las grampas con alambre
- Enroque el fondo y el adaptador AH-64 en la herramienta; asegúrese que los anillos de protección contra el desgaste han sido colocados

### AL LEVANTAR LA HERRAMIENTA

- Múntense alejado a más de 1 metro de la herramienta cuando la fuente esté colocada en ella
- Levante la herramienta con el cable, tome el cero, y luego levántela hasta que quede apenas por encima del piso de la torre
- Tape el pozo
- Traiga el blindaje NCS-T con la fuente, y las herramientas de manipuleo de la fuente y de la compuerta de la fuente
- El ingeniero colocará la fuente
- Saque la tapa del pozo

### AL SACAR LA HERRAMIENTA

- Tape el pozo, leve la compuerta de la fuente con la manguera
- El ingeniero sacará la fuente -Ponga el cartucho en el blindaje NCS-T
- Lleve el NCS-T al compartimiento de seguridad: por seguridad la fuente y el compartimiento deben estar bajo llave

### VELOCIDAD DE PERFILAJE

1800 pies por hora - 9 metros/min

FIG. 11.17



Las fuentes radioactivas que por lo común son utilizadas - pertenecen a dos tipos de fuentes artificiales.

- 1.- Continua (química)
- 2.- Pulsada (utilizada por el registro TDT)

El equipo CNL utiliza la fuente de tipo continua que puede ser de dos tipos a su vez:

- 1.- Americio - 241 - Berilio
- 2.- Plutonio - 238 - Berilio

La Tabla II.1 muestra la información estadística de las dos fuentes.

TABLA II.1

Identific. Material de la Fuente - Radioactiva	Material Radioactivo.	Blanco	Potencia en Curie	Vida Media del Mat. Radioactivo.	Salida Neutrones - por s.	Fuente
NSR-E	Pu-238	Be	16	87.4 años	$4 \times 10^7$	NLS-RE
NSR-F	Am-241	Be	16	458 años	$4 \times 10^7$	NLS-RF

NOTA:

EL CURIE, es la unidad de radioactividad total, - equivalente a  $3.7 \times 10^{10}$  desintegraciones por se gundo.

La sonda usa dos detectores proporcionales de Helio<sup>3</sup>. El detector cercano está colocado a 37.8 cm de la fuente y detecta aproximadamente el 50 % de neutrones térmicos que

llegan a él. Mide 1 1/4" x 4" y tiene una presión de - 1.65 atm. El detector lejano está colocado a 62 cm de la fuente y detecta aproximadamente el 100% de los neutrones térmicos que entran en él. Mide 2 1/4" x 8" y - una presión de 4 atm. La temperatura y presión máximas de operación de la herramienta son de 400° F y 20,000 PSI.

Para minimizar los efectos de agujero, se corre el registro con sonda excéntrica por medio de un resorte descentralizador y el pozo debe tener un diámetro de 6" a 16". En agujeros revestidos o menores a 6" de diámetro, la sonda va libre asumiendo que sigue el lado bajo del agujero.

g).- CALIBRACION

La calibración de la sonda CNL en laboratorios, se realiza utilizando un gran número de formaciones de porosidad y matriz bien definidas.

En el campo se realizan dos calibraciones más por el hecho que las formaciones de campo no son ideales como - ocurre con las de laboratorio.

La primera calibración en el campo se realiza con el tanque NCT y se obtienen  $18^{+2}$  u.p. (unidades de porosidad) simuladas para calizas.

Posteriormente se realiza una segunda calibración de - ajuste, cuando ya se ha unido con las otras herramientas (combinación) para ser corrido. Por lo tanto, en este punto las sondas ya no son intercambiables.

## REGISTRO DE TIEMPO DE DECAIMIENTO TERMICO MODELO TDT-KB

### a).- INTRODUCCION

El Registro de Tiempo de Decaimiento Térmico está basado en la medida de la razón de decaimiento (absorción) de neutrones térmicos en una formación. Es decir, se refiere a neutrones libres y sus interacciones con los materiales de las formaciones. El Registro de Tiempo de Decaimiento Térmico simplemente mide la razón a la cuál la formación absorbe o captura neutrones. Esta medida se refiere directamente a la determinación empírica de las propiedades de absorción de neutrones de la formación y los fluidos de la misma.

Tienen poco efecto sobre este registro, el agujero y sus componentes así como también el espesor de la T.R. En consecuencia, cuando la salinidad del agua de la formación lo permite, puede detectar la presencia de hidrocarburos en formaciones revestidas como también, cambios en el nivel de saturación de agua durante la vida productiva de un pozo. A menudo se usa en la evaluación de pozos con aceite, diagnóstico de problemas de producción y en el desarrollo de yacimientos, gracias a su versión 1 1/16" que permite correrlo en la tubería de producción sin tener que "matar" el pozo.

Es utilizado también para revivir pozos antiguos que aún conservan sus registros eléctricos.

El objetivo de este registro, es distinguir entre agua, aceite y gas en las formaciones. También determina la  $\beta_k$  aparente aunque este parámetro no es prioritario y por último, la determinación de la salinidad aparente y saturación de agua ( $W_{sa}$ ,  $S_w$ ) por medio de dos detectores.

Es muy valioso en la correlación con otros registros en agujero abierto o revestido. La forma de la curva del registro de Tiempo de Decaimiento se parece a una curva de resistividad, ya que las variaciones de la porosidad saturación de agua y salinidad, producen anomalías similares entre los registros eléctricos y el Registro de Tiempo de Decaimiento Térmico.

b).- PRINCIPIO DE DETECCION DE LA SONDA

La formación se bombardea con ráfagas de neutrones provenientes de la fuente (figura II.19), las nubes de neutrones colisionan con los átomos existentes en el medio. Las primeras colisiones que van a sufrir los

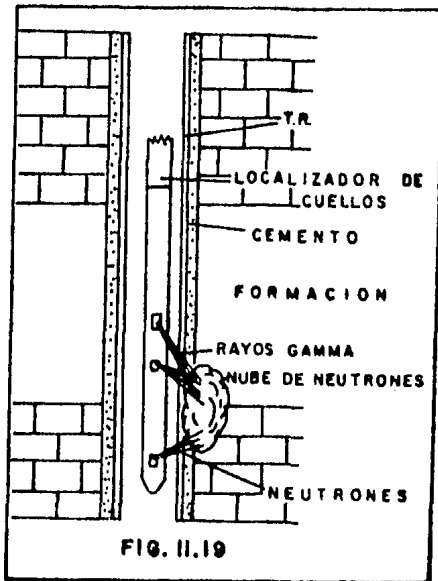


FIG. II.19

neutrones son con los átomos contenidos en el lodo de perforación, después en la T.R., posteriormente el cemento (en caso de existir éste) y por último en la formación. Como se sabe las colisiones con los átomos de hidrógeno (preferentemente) van a frenar a los neutrones y la absorción de éstos no ocurrirá hasta que no hayan alcanzado la velocidad de energía térmica, aunque algu-

nos núcleos tienen la capacidad de absorber neutrones epitérmicos, éstos núcleos son raros.

Cuando los neutrones han alcanzado la velocidad de energía térmica (ya sea en el agujero T.R. cemento ó formación) son capturados por los núcleos que al recibir un neutrón más, tienden a desestabilizarse, por lo que para volver a su equilibrio dejan escapar un rayo gamma conocido como "Rayo Gamma de Captura". Estos Rayos Gamma de Captura provenientes de la absorción de neutrones térmicos por núcleos del medio, son detectados por la herramienta.

El tiempo requerido para que el número de neutrones en la formación disminuya una fracción  $1/v$  (alrededor del 37%) es llamado el "Tiempo de Decaimiento Térmico" ( $\tau$ ), que es la relación que mide el registro. La relación de absorción de neutrones por la formación depende de la abundancia relativa de los elementos presentes y una característica individual de cada uno, que es la llamada "Sección Transversal de Captura".

Cuando un neutrón es absorbido, el núcleo que captura da uno o más Rayos Gamma de Captura. El número de eventos de captura que toma lugar en un tiempo dado, es proporcional a el número de neutrones térmicos, por ésto los pulsos medidos por el detector es proporcional a la población de neutrones.

Como se sabe, la probabilidad que un tipo específico de elemento va a capturar un neutrón se llama "Sección Transversal de Captura Microscópica" del elemento y es función de el número posible de ordenaciones de los núcleos. Todos los factores referidos a la estructura nuclear de los elementos, determinan la Sección Transversal de Captura.

De los elementos comunes en la tierra, el Cloro tiene una sección microscópica muchas veces más grande que los de -

más elementos (Tabla II.2). El Cloro en la formación es

ELEMENTO	SECCION TRANSVERSAL EN BARN: 10 CM/ATOMO VALORES PROMEDIOS NEUTRONES LENTOS	
	CAPTURA	DISPERSION
CLORO	33.2	10.0
HIDROGENO	0.33	20.0
OXIGENO	0.0002	4.1
SODIO	0.05	3.5
SILICIO	0.16	1.7
CALCIO	0.44	9.5
MAGNESTO	0.40	3.6
CARBON	0.0034	4.8
BORO	755.0	3.0

TABLA II.2

usualmente encontrado - en el agua salada. El - Boro no es tan común, - sin embargo en algunas - áreas pueden existir - trazas de Boro causando decaimientos veloces.

La capacidad del Cloro - de absorber neutrones - rápidamente, dá la posi - bilidad de distinguir - entre gas, agua salada - y aceite en las forma - ciones.

La suma de las seccio - nes de captura microscó - pica de todos los ele - mentos por unidad de vo -

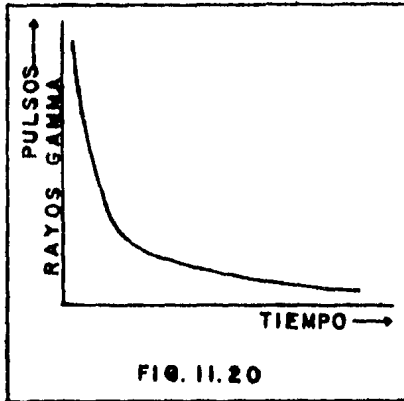
lúmen en una formación, indica las propiedades en absorción total de la formación, conocida como "Sección de Captura Macroscópica" ( $\Sigma$ ). - Las formaciones que contienen Cloro tienen una sección de captura macroscópica ( $\Sigma$ ) mucho más grande y relaciones de absorción veloces que formaciones sin Cloro. La falta de Cloro en los hidrocarburos permite una distinción en - tre formaciones que contienen hidrocarburos y aquellas - que contienen agua salada. También indica la saturación - de agua relativa de una formación bajo investigación.

c).- DECAIMIENTO DE LAS RAFAGAS DE NEUTRONES

Al igual que algunos fenómenos físicos, la relación de -



decaimiento de neutrones térmicos en una formación, es exponencial. La sección macroscópica ( $\Sigma$ ) y la velocidad del neutrón ( $v$ ), determinan la relación de decaimiento de neutrones térmicos. La relación de decaimiento de una ráfaga de neutrones puede ilustrarse gráficamente cuando se grafican pulsos dados por los Rayos Gamma contra el tiempo (figura II.20). La curva exponencial-



de decaimiento de neutrones térmicos, puede ser expresada matemáticamente por una fórmula, la cuál define cada punto de la curva.

$$N = N_0 e^{-\Sigma v t}$$

donde:

$N$ : Número de pulsos en cualquier tiempo ( $t$ ).

$N_0$ : Número de pulsos en tiempo-cero.

$e$ : Base de los logaritmos naturales.

$v$ : Velocidad de los neutrones térmicos

$\Sigma$ : Sección microscópica de captura.

La constante de tiempo de decaimiento exponencial ( $\tau$ ), es el cociente de  $(1/v)\Sigma$ . Para determinar el valor de  $\Sigma$ ,  $v$  tiene asignado un valor constante de 2200m/seg, la cuál es una velocidad de neutrones térmicos a 25° C.

Donde  $\tau$  int. está definida por:

$$\frac{1}{v \cdot \Sigma} = \frac{v}{2200 \cdot \Sigma} = \frac{4550}{\Sigma} = \tau$$

en unidades de captura ( $u.c. = 10^{-3} \text{ cm}^2/\text{cm}^3$ ).

El registro de Tiempo de Decaimiento Térmico define el valor de  $\tau$  para las relaciones de decaimiento de la formación, las cuales pueden entonces determinar  $\Sigma$  de las formaciones y sus materiales característicos (Tabla II.3).

d).- OBTENCION DEL VALOR DE TAU ( $\tau$ ).

La relación del decaimiento de neutrones térmicos total - que ocurre después de cada ráfaga de neutrones, no es puramente exponencial porque tiene periodos de discontinuidad debido a las siguientes irregularidades.

- 1.- Decaimiento en el agujero, debido a la T.R. y el mismo agujero.
- 2.- Remanencias: pulsos detectados que no resultan de Rayos Gamma de captura.

La figura II.21 muestra que la porción media de la curva-

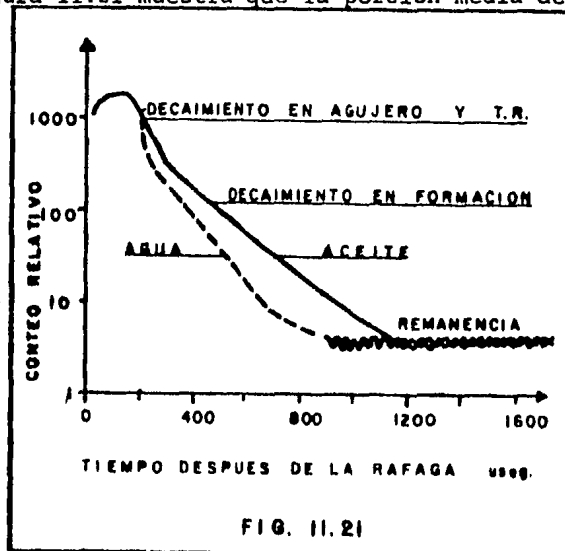


FIG. II.21

MATERIALES PUROS <sup>+</sup>	T <sub>int.</sub> useg.	Σ abs. 20°C (cm <sup>-1</sup> )	MATERIAL FORMACIONES <sup>++</sup>	T <sub>int.</sub> useg.	Σ abs. 20°C (cm <sup>-1</sup> )
CUARZO (SiO <sub>2</sub> )	1070	0.00425	ARENAS Y ARENISCAS	325-650	0.007-0.014
CALCITA (CaCO <sub>3</sub> )	630	0.0072	VALOR TIPICO DE ARENISCA	500	0.009
DOLOMITA (CaCO <sub>3</sub> .MgCO <sub>3</sub> )	944	0.0048	CALLZA Y DOLOMITA	480-610	0.0075-0.0095
ANHIDRITA (CaSO <sub>4</sub> )	367	0.0124	VALOR TIPICO DE CARBONATOS	550	0.0083
YESO (CaSO <sub>4</sub> .2H <sub>2</sub> O)	350	0.0130	LUTITAS	115-230	0.02-0.04
MAGNESIO (MgCO <sub>3</sub> )	3160	0.0014	ACEITE (MEDIO)	205	0.022
SAL (NaCl)	6.3	0.726	METANO 1500 PSI 100° F	1200	0.0038
HIERRO	23	0.198	<sup>+</sup> VALORES CALCULADOS PARA MEDIOS INFINITOS Y FUENTES. <sup>++</sup> VALORES PRACTICOS OBTENIDOS DE REGISTROS		
AGUA PURA (H <sub>2</sub> O)	205	0.0222			

T A B L A II.3

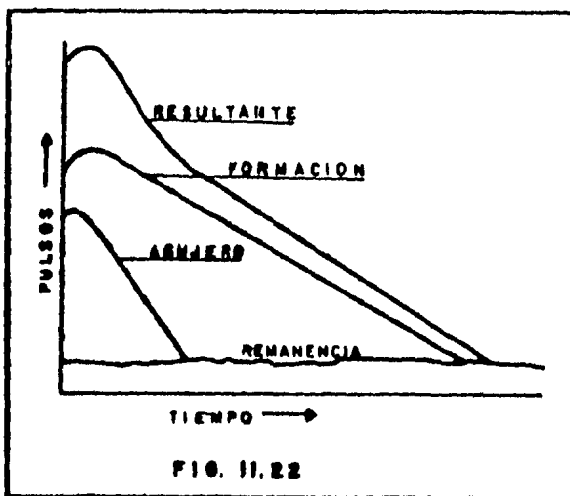
representa el decaimiento exponencial en la formación. Las porciones no lineales de la curva son causadas por el agujero (decaimiento en él) y por la remanencia.

En la Figura II.22 se nota que el decaimiento en el agujero es muy rápido con respecto al decaimiento en la formación. La medida de la relación de decaimiento de la formación debe entonces ser atrasada hasta que los efectos de decaimiento en el agujero han disminuido.

Las cuentas de remanencia resultan de tres factores:

- 1.- Emanación natural de Rayos Gamma de la formación.
- 2.- Activación nuclear de los elementos en la herramienta, T.R. y la formación (oxígeno, hierro, etc.)
- 3.- Cuentas que resultan en el detector por la activación de neutrones en el yodo del cristal de yoduro de sodio.

Los pulsos de remanencia deben ser suprimidos de los pulsos de Rayos Gamma de captura para así eliminar o minimizar los efectos de remanencia de la formación.



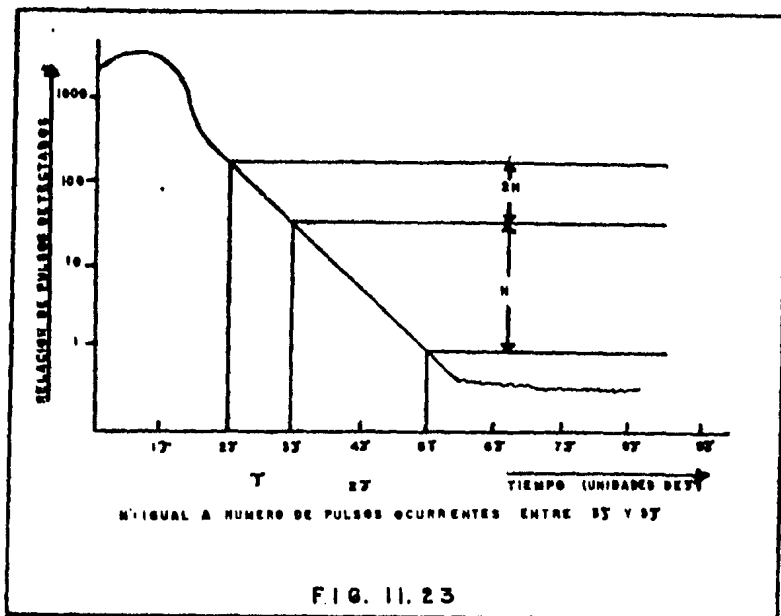
El Registro Tiempo de Decaimiento Térmico, determina el valor de tau ( $\tau$ ) por medio de un muestreo de los pulsos provenientes del detector cercano durante tres intervalos de tiempo llamados "GATES" (compuertas), que actúan después de cada ráfaga de neutrones. La duración de la ráfaga y los períodos muestreados son variables desde 70 milicrosegundos a 560 microsegundos.

La figura II.23 muestra la curva de decaimiento de neutrones térmicos, dividida en segmentos (compuertas). Nótese que de  $2\tau$  a  $3\tau$  se encuentra la compuerta I y de  $3\tau$  a  $5\tau$  la compuerta II, por lo que éstas dos compuertas se encuentran en la porción correspondiente a decaimiento en la formación y la remanencia ocurre en el intervalo de  $6\tau$  a  $9\tau$  que corresponde a la tercer compuerta, después que los neutrones térmicos han sido absorbidos.

El nivel de remanencia es sustraído de las cuentas de las compuertas I y II y éstas son combinadas en el CSU para obtener  $\tau$  y  $\Sigma$ . Se debe recordar que los pulsos medidos por las compuertas I y II deben pertenecer a la parte recta de la curva, porque de no ser así, el CSU calculará un  $\tau$  equivocado.

Si se ignora la remanencia o considerando solamente los pulsos de Rayos Gamma resultantes del decaimiento de la formación, el número total de pulsos detectados de Rayos-Gamma que ocurren entre  $2\tau$  y  $3\tau$  es el doble del número total de Rayos Gamma que ocurren entre  $3\tau$  y  $5\tau$ . Esto representa un 2 a 1 pulsos entre las compuertas I y II del detector cercano (2 a 1 entre  $N_1$  y  $N_2$ ) ó según la expresión:

$$\frac{N_1 - 1/3 N_3}{N_2 - 2/3 N_3} = 2$$



El circuito de esta herramienta opera con los tres intervalos de muestreo hasta que la relación 2 a 1 exista, indicando así que los períodos de muestreo son múltiplos de  $T$ . Esta relación se mantiene a todo lo largo del registro, asegurando valores válidos para  $T$ .

El circuito usado por esta herramienta para determinar el valor de  $T$  es llamado a veces el " $T$ -LOOP ó THE SAMPLE INTERVAL CONTROL LOOP". El término  $T$ -LOOP puede ser considerado como aquella parte del sistema de la herramienta que abarca la interacción del generador de neutrones, formaciones y detectores, como se muestra en la figura II.24. Inicialmente el  $T$  de la formación se desconoce y el circuito de ajuste  $T$ -LOOP, empieza a operar para establecer algún valor medido de  $T$ , el cual puede ser más grande o más pequeño que el verdadero  $T$  de la relación de decaimiento de la formación. El circuito de ajuste  $T$ -LOOP

comanda al generador de neutrones que produce la ráfaga de neutrones que son inyectados dentro de la formación. El - circuito de muestreo de pulsos, muestra las relaciones de decaimiento durante tres intervalos de tiempo (compuertas I, II y III). Estos intervalos son múltiplos del valor medido de  $\tau$  que inicialmente es establecido por el circuito de ajuste  $\tau$  - LOOP.

Inicialmente se ha establecido por el circuito de ajuste  $\tau$  - LOOP. Después este circuito determinará el número de pulsos del detector que ocurren dentro del primer intervalo de muestreo (compuerta I) con el número de pulsos que ocurren durante el intervalo de muestreo dos (compuerta II). Como se ha mencionado, la relación 2 a 1 existirá solamente cuando los intervalos muestreados sean múltiplos de la relación de decaimiento de la formación ( $\tau$ ). Si la relación de pulsos no es de 2 a 1, el valor medido de  $\tau$  que fué establecido por el circuito de ajuste  $\tau$ -LOOP, no será el correcto y así  $\tau$  medido es modificado en la dirección del  $\tau$  correcto de la formación. Este proceso se repite hasta que la relación 2 a 1 exista y así se obtiene el valor correcto de  $\tau$ .

e).-NOMBRES COMERCIALES

Los nombres comerciales con los cuales se conoce este registro son:

Thermal Neutron Decay Time Log ..... TDT-K .....Schlumberger  
Neutron Life Time Log..... NLZ ..... Dresser-Atlas  
Thermal Multigate Delay Log..... TMD ..... Welex

En el registro TDT-K, se pueden grabar las siguientes curvas:

- 1.-  $\Sigma$  : Sección Transversal de Captura
- 2.-  $T$  : Tiempo de Decaimiento
- 3.- Relación: 
$$\frac{N_1 - 1/3N_3}{N_2 - 2/3N_3}$$
- 4.- Rayos Gamma
- 5.- Localizador de cuellos (coples) de la T.R. y como opción, una curva de control de calidad en lugar de la curva de coples.
- 6.- Pulsos de la compuerta I (ó compuerta III) detector cercano  $N_1$  (ó  $N_3$ )
- 7.- Pulsos de la compuerta I detector lejano,  $F_1$
- 8.- Pulsos de la compuerta III detector lejano,  $F_3$

Además el registro TDT-K da otra información auxiliar que no puede ser grabada, ya que la cámara de registro cuenta con un número limitado de galvanómetros.

Los pulsos de las secuencias 6, 7 y 8 no son corregidos - por efecto de medio ambiente. Se escogen escalas adecuadas para una fácil interpretación y varían de área a área,



figuras II.25 y II.26.

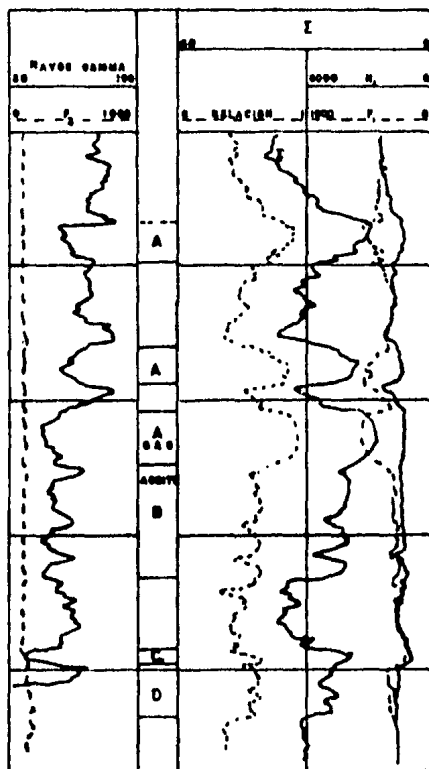
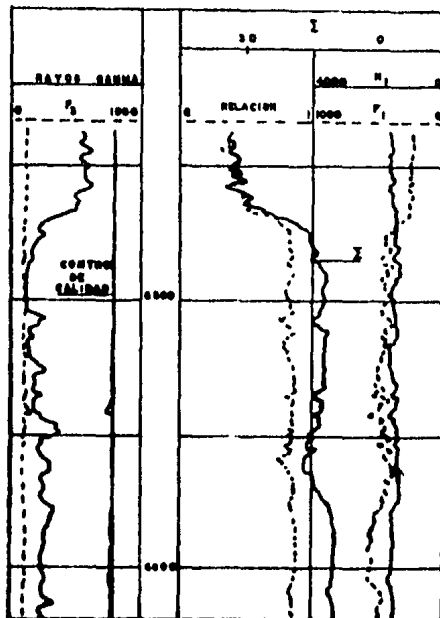
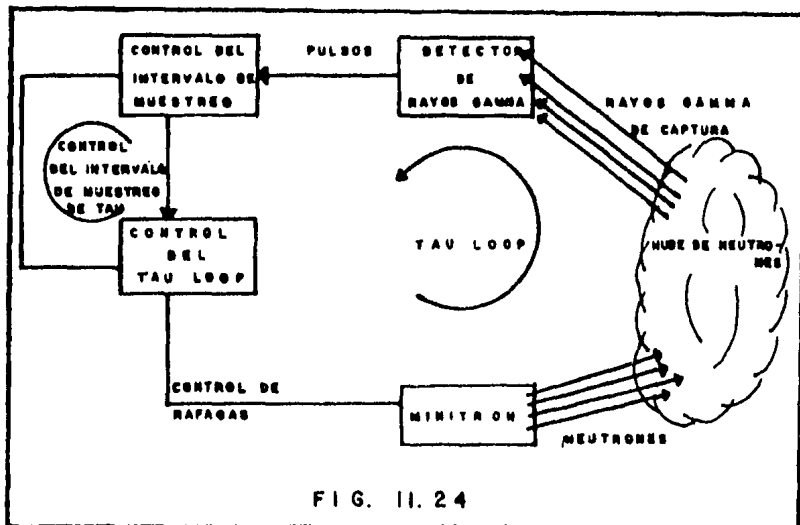
Las secuencias 6 y 7 son grabadas, colocadas y escaladas de manera que tengan una coincidencia aproximada en formaciones con aceite o agua y que divergan en zonas con gas. La secuencia 8, curva  $F_3$ , es la compuerta para el medio ambiente, actúa también como un registro de Rayos Gamma de baja sensibilidad (aproximadamente 2400 unidades API/pista) y es bastante útil para delinear zonas calientes, que resultan de la disposición de sales radioactivas sobre la T.R. 6 durante la producción. La intensidad de los Rayos Gamma en tales zonas es a menudo bastante fuerte, que saturan la herramienta de Rayos Gamma.

El registro TDT-K es corrido en combinación con el registro de Rayos Gamma y el localizador de cuellos, según la versión utilizada. La figura II.27 muestra un registro TDT-K en conjunto con el Registro de Potencial Espontáneo (SP).

La pista 1 muestra la curva del SP junto con la curva del tercer detector ( $F_3$ ) que va montado en la sonda de Rayos Gamma, la Pista 2 presenta la curva de relación útil en la interpretación cuantitativa. La pista 3 muestra las curvas  $F_1$  y  $N_1$  (Far y Near) que son los pulsos provenientes de los detectores cercano y lejano con sus respectivas escalas. Por último, la curva que muestra a  $\Sigma$  ocupa las pistas 2 y 3. También puede graficarse la curva de tiempo de decaimiento ( $T$ ).

#### f).-CARACTERISTICAS DEL EQUIPO

La sonda, figura II.28 puede ser de 2 diámetros: 3 3/8" y 1 11/16" para tuberías de producción. Constan de un compartimiento para la fuente, dos detectores y el equi-



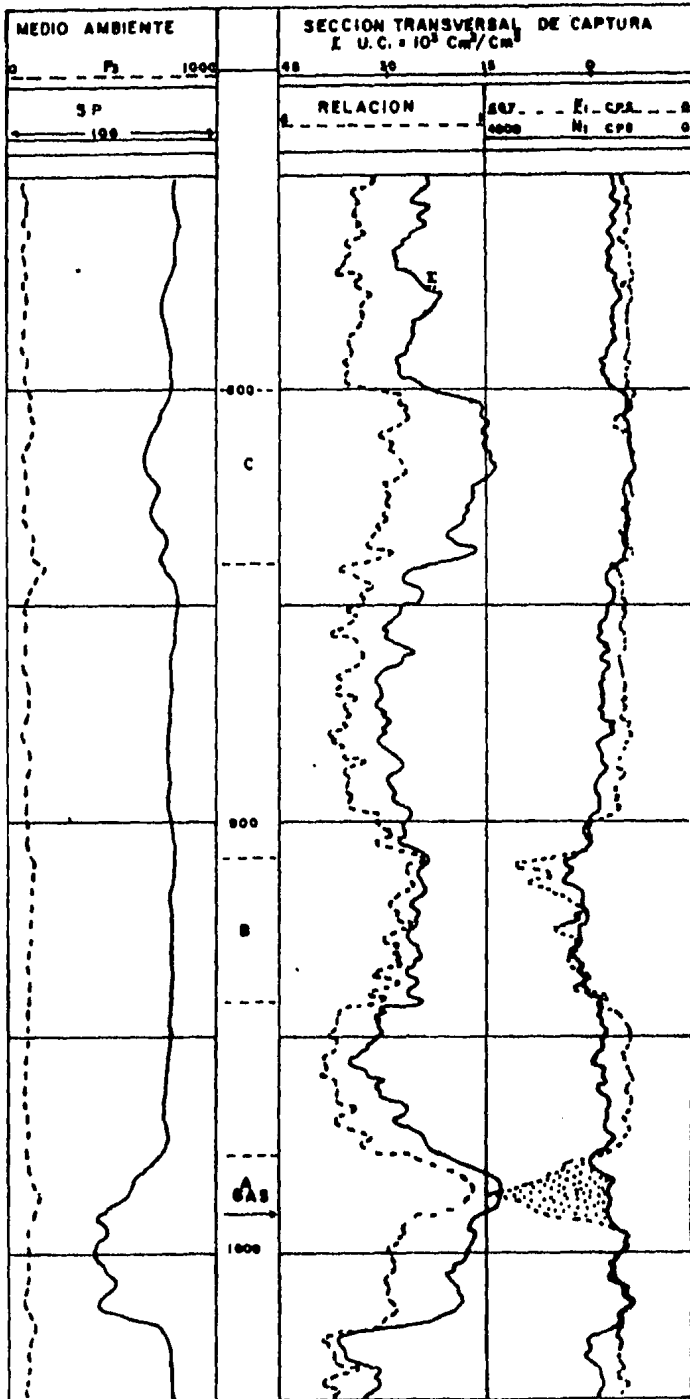


FIG. 11.27

po (circuitos electrónicos) necesarios para transmitir la señal analógica al CSU.

Los detectores son contadores de centelleo, que dan como salidas pulsos eléctricos para cada Rayo Gamma que colisiona con el detector. Puede utilizarse un tercer detector que se coloca en la herramienta de Rayos Gamma.

El detector cercano es de 4" de largo y detector lejano de 6", lo que incrementa la capacidad de detección de neutrones veloces. La centella producida por los detectores, es realizada gracias a la adición de una pequeña cantidad de Talio (los cristales de los detectores son de Yoduro de Sodio).

Dentro del detector de centelleo ocurre un fenómeno interesante, esto es que muchos electrones son emitidos debido solamente al calor. Estos electrones llamados electrones "thermionics" deben ser eliminados.

La diferencia entre pulsos generados por Rayos Gamma y pulsos generados por calor, es que la amplitud de éstos últimos es usualmente pequeña. El discriminador contenido en el detector, elimina estas señales pequeñas en amplitud. Pero si el voltaje en el detector no es el debido, algunos pulsos generados por calor no serán eliminados y entonces son llamados "corrientes fantasmas"

g). -FUENTE DE NEUTRONES

La fuente es un generador de neutrones llamado Minitrón, el cuál es una fuente pulsada, generando pequeñas ráfagas de neutrones (200 veces cada segundo).

h).-EL MINITRON

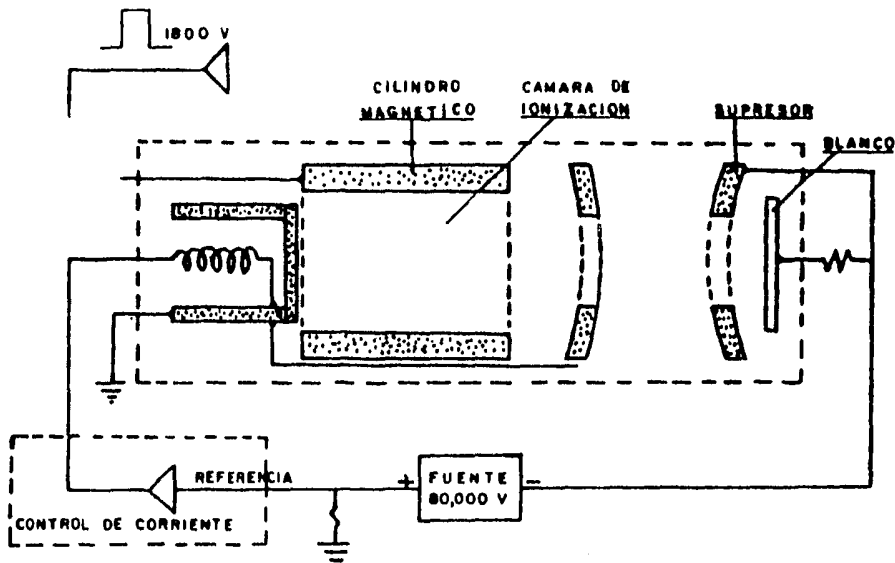
El generador de neutrones TDT-K, es un acelerador de partículas, figura II.29. La generación de neutrones ocurre solo cuando el minitrón emite  $10^8$  partículas/segundo a un nivel de energía de 14 Mev. La precaución que se debe ejercer cuando el TDT-K está en la superficie, es la de no aplicar potencia al aparato para no desencadenar la emisión de neutrones.

Sólo se pueden generar neutrones en superficie cuando la herramienta está instalada en el tanque de prueba SFT-126 usado para proteger la radiación de neutrones. El SFT-126 está saturado de agua y no proporciona protección a lo largo del eje del tubo que sostiene la herramienta. Todo el personal debe resguardarse a 10 pies lateralmente y 20 pies axialmente de la fuente. Si el minitrón debe ser operado en la superficie y el tanque de prueba no está disponible, manténgase a una distancia mínima de 30 pies.

Otra fuente utilizada con el TDT\_K, es la fuente de calibración GSR\_H.

Equipo complementario

- Cartucho funda (TNH-KC)
- Detector de señal (TNC-LBA\_ en funda (TNH-KA)
- Cartucho de fuente de poder (TNC-KAA) en funda (TNH-KA)
- Cartucho de Rayos Gamma (SGT-6 GB opcional)
- Localizador de coples (CAL-Q ó QB opcional si se usa la 1-15 AH-74)
- Panel de neutrón térmico (TNP-LA) en el CSU
- Jig de Calibración (SFT-60)
- Fuente de Calibración (GSR-H) y escudo (GCS-K)



MINITRON  
FIG. 11.29

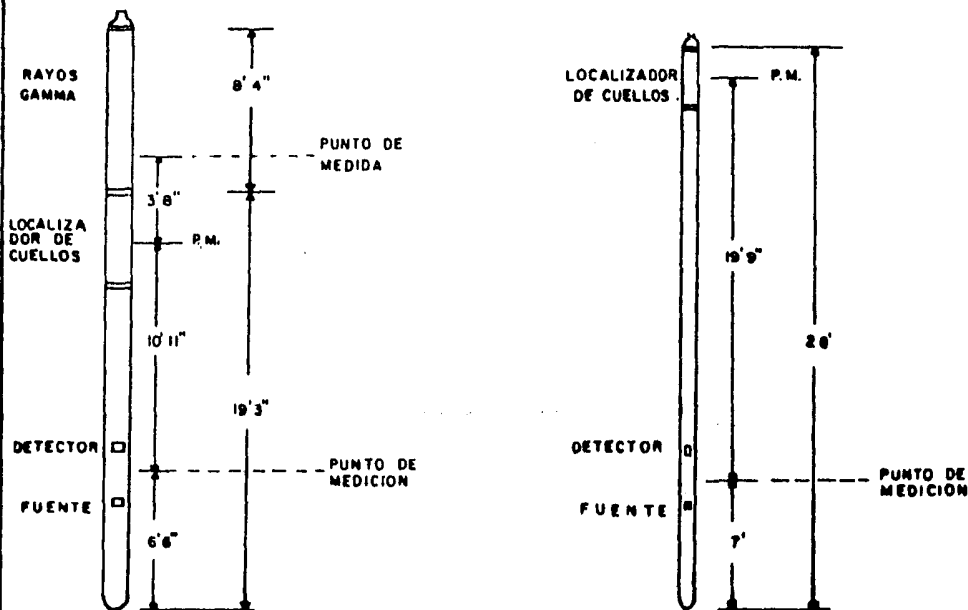


FIG. 11.28

i).-SONDA DE 3 3/8" (DIAMETRO)

El ancho de la ráfaga de neutrones está fijada a 250  $\mu$ seg y la repetición a 200 por segundo. Utiliza una fuente - de neutrones de 14 Mev y un tubo generador de neutrones herméticamente sellado. El detector de Rayos Gamma es - un centelleador de plástico, con un fotomultiplicador de alta temperatura y un vaso de Dewar como protección térmica. La temperatura máxima de operación es de 300°F - (150°C).

La relación de presión en la funda es de 14,000 PSI aunque también puede usarse una presión de 20,000 PSI. El espaciamiento fuente-detector es de 15 1/2".

La primera calibración estándar es hecha en un tanque de agua pura, que da un  $\tau$  medido de 195  $\mu$ seg. El detector se calibra con una pequeña fuente radioactiva y el CSU - se calibra por separado.

j).-SONDA DE 1 11/16" (DIAMETRO)

La temperatura máxima de operación es de 300°F (150°C) utiliza un detector y un fotomultiplicador de alta temperatura. La precisión es igual o mejor que la de la sonda 3 3/8" dependiendo del régimen de compuertas usado. Tiene una longitud de 28.5 pies incluyendo al localizador de coples.

### III.-FACTORES QUE AFECTAN LA RESPUESTA DE LA HERRAMIENTA

#### INTRODUCCION

La información proporcionada por la herramienta no puede ser interpretada directamente de la película y/o cinta, debido a que dicha información se encuentra alterada por factores ambientales y fenómenos físicos que ocurren en el agujero y por la herramienta misma.

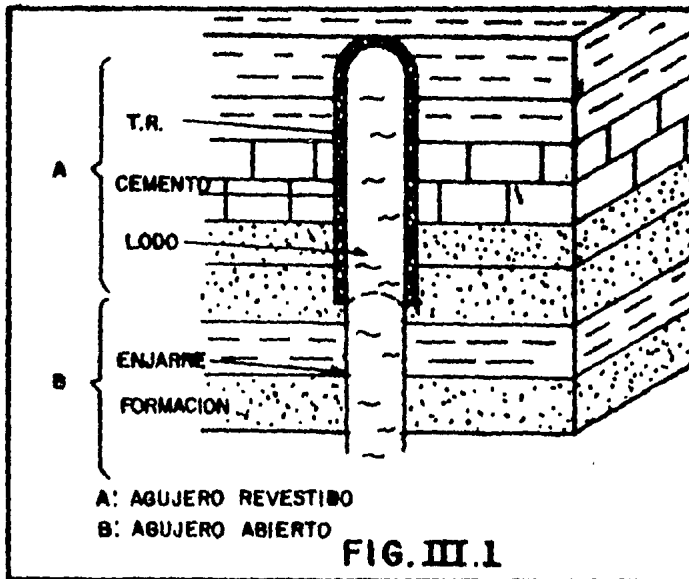
Los factores ambientales del pozo que afectan la respuesta de la herramienta, son aquellos que están ligados de manera directa con la perforación del pozo como por ejemplo: el enjarre, la salinidad y densidad del lodo, tamaño y temperatura del agujero, tubería de revestimiento y cemento detrás de la misma, distanciamiento sonda-agujero, efectos de excavación y otros.

Los fenómenos físicos que ocurren en el agujero y que afectan la información, son aquellos intrínsecamente ligados al agujero-formación como el efecto de difusión la heterogeneidad de la formación, efectos estadísticos, índice de hidrógeno y algunos otros de menor importancia.

Por último, la herramienta misma contribuye a alterar la información, debido a su construcción por ejemplo, se pueden citar el espaciamiento fuente-detectores, corrientes fantasmas en los detectores y otros.

En este capítulo se describirán los factores alterantes mas importantes para un mejor entendimiento del capítulo siguiente. La figura III.1, muestra las partes de un agujero de pozo.





**A).- LODO DE PERFORACION (Mud)**

El fluido comúnmente utilizado en la perforación de un pozo es el lodo, el cual tiene como funciones:

- a).- Llevar los recortes hechos por la barrena desde el fondo del agujero hasta la superficie. - Estos recortes se conocen como muestras de canal.
- b).- Enfriar y lubricar la barrena, ya que por fricción (barrena-formación) se generarían altas temperaturas que la fundirían. La lubricación se lleva a efecto al agregar bentonita al lodo volviéndolo viscoso.
- c).- Formar una columna de lodo para contrarrestar las presiones de fondo mediante la adición de barita al lodo.

La adición de barita y bentonita al lodo, da como resultado un incremento en la salinidad, densidad y peso de éste.

De lo anterior, se comprobó que la influencia del lodo sobre los registros nucleares y radioactivos, depende de:

- 1.- La salinidad del lodo que afectará mas la medición conforme se incremente mas aquella.

Los registros de rayos gamma y densidad compensada, no se ven afectados por la salinidad. En cambio los registros de neutrones sufren alteraciones debido a la presencia de cloro en la sal.

La salinidad del agujero afecta mas a los registros tomados en agujero revestido, porque implica que la sonda está centrada generando un espacio radial que va a contener lodo.

Al salir los neutrones de la fuente, a su paso por el lodo muchos serán frenados porque éste último contiene cloro, que es un fuerte absorbedor de neutrones, ocasionando que a la fuente llegue un número menor de neutrones. En el lodo van a aparecer rayos gamma de captura que serán discriminados por la herramienta, ya que los detectores están blindados y son direccionales.

Para los registros SNP y CNL, la salinidad del agujero da como resultado porosidades altas. -

Además la sal desplazará al hidrógeno reduciendo así el INDICE DE HIDROGENO.

El INDICE DE HIDROGENO (IH), se define como la concentración de átomos de hidrógeno por centímetro cúbico en un material con respecto a agua pura a 75° F.

En rocas puras (solo granos) como el cuarzo, calcita, etc. el IH es casi cero.

La tabla III.1, muestra la variación del IH en el agua.

COMPUESTO	NUMERO DE ATOMOS DE HIDROGENO POR C.C. x 10 <sup>23</sup>	I H
AGUA PURA 60°F y 14.7 PSI	0.669	1
200°F y 7000 PSI	0.667	1
AGUA SALADA 60°F y 14.7 PSI	0.614	0.92
200°F y 7000 PSI	0.602	0.90

TABLA III.1

El IH es la base para la comparación de las curvas del CNL-FDC en la detección de zonas con gas. Como los hidrocarburos tienen un IH cercano al del agua y el gas presenta una concentración de hidrógeno mucho menor y que varía con la temperatura y presión, esto da como consecuencia, que cuando existe gas dentro de la

zona de investigación, el CNL da una porosidad ( $\emptyset$  cnl) demasiado baja.

Retornando al caso de la salinidad, en general - debido a la invasión, el agua salada de la formación y del agujero se consideran iguales y la - corrección aplicada será pequeña (CNL). En el Registro SNP esta corrección se lleva a cabo en el CSU.

En el Registro TDT, el agujero adorado lleno de lodo salado va a ser una zona de veloz decaimiento que se queda sin neutrones antes que la medición se lleve a cabo y no contribuyen a la medición (figuras II.21 y II.22). Lodos de base, - aceite y agua dulce tienen un tiempo de decaimiento largo, pero no lo suficientemente para que afecten la medición de formaciones con hidrocarburos. Por otro lado, el tiempo de decaimiento en formaciones de lutita con agua salada puede - ser largo relativamente, en particular en un agujero grande, pero este efecto se reduce bastante por la T.R., el cemento y la centralización de - la sonda.

- 2.- La densidad del lodo va a variar con el contenido de hidrógeno en el fluido. Esto es, que el - IH en la columna de lodo se va a reducir al agregar barita que le dará peso a dicha columna, porque se desplaza la Fase líquida por los sólidos. Este efecto es pequeño pero necesita corrección.

B) .-ENJARRE (Mud Cake)

Por el peso de la columna de lodo, éste último tiende

a penetrar en la formación, creándose un filtrado de lodo y quedando adherida a la pared del agujero partículas sólidas contenidas en el lodo, que formarán una película llamada enjarre o revoque.

Las herramientas de pared están construidas de tal manera que al arrastrarse en la pared del agujero, van levantando una parte de enjarre, reduciendo así el efecto que este causa sobre la medición.

Para el caso del Registro FDC, este proporciona las siguientes ventajas:

- Es de pared
- Utiliza doble detector
- Es una herramienta direccional
- Utiliza la señal del Caliper
- Realiza compensaciones en el CSU

De lo anterior se concluye que, al ser herramienta de pared direccional, elimina un espesor de enjarre, elimina los fotoelectrones producidos en el enjarre y la columna de lodo, por utilizar doble detector el enjarre residual lo "ve" como parte de la formación. Por tener caliper se puede determinar la cantidad de enjarre residual y realizar así las compensaciones en el CSU.

Para los Registros Nucleares, el enjarre es un efecto que tiene importancia en la medición.

El enjarre afecta la respuesta de la herramienta por que es rico en átomos de hidrógeno (alto IH), implicando un incremento en la porosidad aparente al disminuir los pulsos.

En el Registro SNP por ser de pared, elimina una cantidad de enjarre y si es corrido en conjunto con el Caliper, la corrección se realiza en el CSU. En caso de no usar Caliper, la corrección es manual.

Para el Registro CNL, el enjarre lo afecta porque es rico en átomos de hidrógeno, de aquí que los pulsos se reducen aumentando la porosidad aparente. Esta perturbación ha sido reducida al usar dos detectores y se presentan dos casos:

a).- Si se toma junto con el Caliper, entonces la compensación es automática en el CSU.

b).- Si no se usa Caliper, la corrección se realiza en forma manual.

El Registro TDT no presenta ningún problema porque como se sabe, el lodo y enjarre son zonas de veloz de caimiento que no afectan la medición.

#### C).-DIAMETRO DEL AGUJERO

Desafortunadamente al perforarse un pozo, su diámetro no puede mantenerse uniforme debido a que existen formaciones deleznables que incrementan el diámetro o formaciones porosas que al formárseles enjarre reducen el diámetro.

El Registro GR se verá afectado por la distancia radial existente entre el detector y la pared, debido a la existencia de enjarre y lodo que absorberán a los fotoelectrones provenientes de la formación. Esta absorción se incrementa conforme la distancia radial y la densidad del lodo se incrementen.

Los Registros de pared como el FDC, CNL y SNP, se ven afectados por cambios abruptos en la pared del agujero que propician que el contacto almohadilla-pared, - no se lleve a efecto quedando en este espacio lodo - y/o enjarre. Como se ha visto, estos dos componentes del agujero son excelentes absorbedores de rayos gamma y neutrones, por lo que es necesario corregir por dif metro de agujero.

Los equipos CNL, FDC y SNP, utilizan la señal del Caliper para correcciones automáticas.

D) -TUBERIA DE REVESTIMIENTO (T.R. , Casing o Ademe)

La T.R. tiene como objetivo, asilar las formaciones - sin interés económico del agujero. La T.R. se fija a la pared mediante cemento.

La T.R. es de acero que a su vez es una combinación - de hierro y carbón, siendo éste último un buen elemen to en el frenado de neutrones (fig. 11.3). Se ha - concluido mediante experimentos que la T.R. es un fac tor que altera la respuesta de la herramienta porque - muchos neutrones térmicos, epitérmicos y/o rayos gamma serán detenidos y absorbidos por el acero.

Por otra parte, con respecto al cemento este es un hi dróxido de calcio siendo este último, un buen elemen to en el frenado de neutrones.

Los registros afectados por la T.R. y el cemento son:

- Registro GR: porque muchos rayos gamma provenien - tes de la formación, serán frenados y absorbidos - (efectos Compton y Fotoeléctrico)

- Registro CNL; porque muchos neutrones térmicos serán frenados en la T.R. y cemento por medio de dispersiones elásticas e inelásticas y absorbidos por captura radioactiva, proporcionarán rayos gamma de captura - llegando a los detectores un número menor de neutrones.
- El Registro TDT no se ve afectado por estos factores, ya que ellos son zonas de veloz decaimiento que se quedan sin neutrones antes de la medición.

A estos efectos anteriores se les denomina también, - efectos de heterogeneidad y/o de agujero.

E). -POSICIONAMIENTO DE LA SONDA

Este efecto se refiere a la distancia que guarda la sonda con respecto a la pared del agujero es decir, la medida hecha no será la misma si la sonda al momento de efectuar la medición, está pegada o separada de la pared (fig.III.2). Este efecto no se considera dentro de las herramientas de pared por razones obvias.

En las sondas centradas, la presencia de lodo entre la sonda y formación o T.R., va a afectar la medida como ya se vió anteriormente.

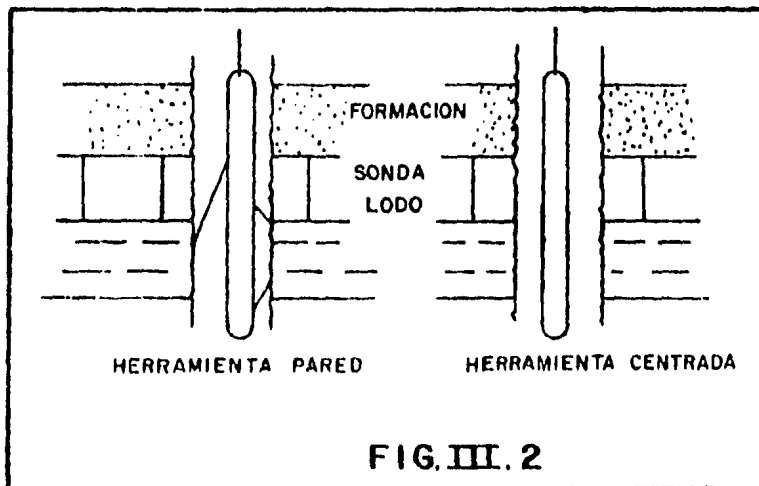


FIG. III. 2



F).-ESPACIAMIENTO FUENTE - DETECTOR

Este efecto no es de importancia porque el espaciamento fuente-detector es dado de fábrica y con calibración en modelos. Los decaimientos y absorciones son calculados de tablas y manuales para casos de medios infinitos y una fuente distribuido uniformemente.

G).-EFECTO DE EXCAVACION

La presencia de hidrocarburos ligeros o gas cerca del agujero, bajará la lectura del neutrón mas de lo esperado. Cuando el hidrocarburo tiene un IH mas grande - que uno (1), un efecto reversible (incrementa la lectura del neutrón) es posible, aunque esto es poco probable.

Por costumbre se dice que el neutrón responde solamente a la presencia de hidrógeno en la formación. Este mismo efecto se describe en el capítulo V (Registros-FDC y CNL presencia de hidrocarburos residuales).

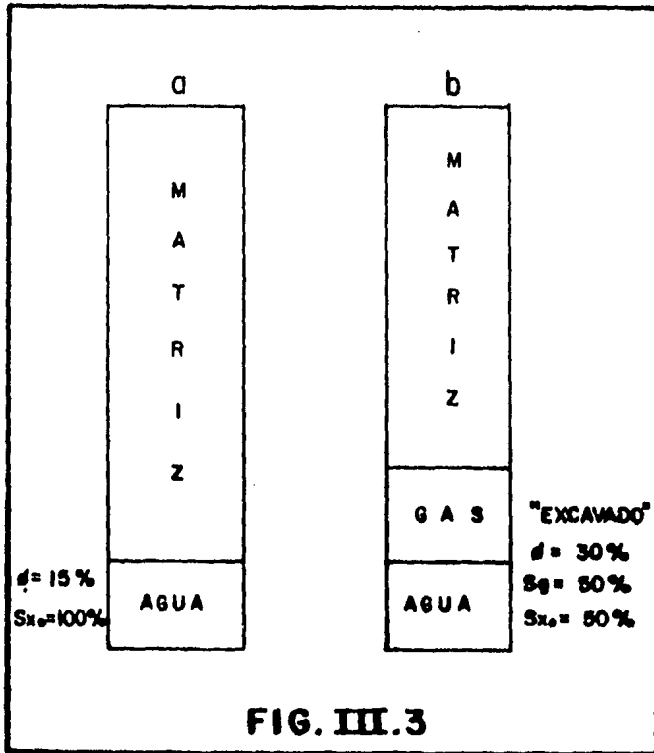
El ejemplo que se da para que se aprecie el efecto de excavación es el siguiente: (Fig.III.3). La formación "a" tiene una porosidad de 15% que está 100% saturada con agua y la formación "b" tiene una porosidad de - 30% y saturada 50% con agua, 50% con gas a baja presión. Ambas formaciones contienen la misma fracción volumétrica de agua. Si el IH del gas es cero, entonces ella - tendrá el mismo contenido de hidrógeno y se puede decir que sus respuestas serán las mismas:

<u>Formación "a"</u>	<u>Formación "b"</u>
$\emptyset S_{xo} = 0.15 \times 1 = 15\% \text{ u.p.}$	$\emptyset S_{xo} = 0.30 \times 0.5 = 15\% \text{ u.p.}$
	IH = 0

En la formación "b", la cantidad de matriz para 15 % de volumen de formación, ha sido removido o "excavado" y gas de baja densidad sustituye a la matriz.

Si el IH tiene un IH menor que la unidad, la consecuencia de ignorar el efecto de excavación en la interpretación, involucra que el registro de neutrón dará valores de saturación de gas, altas en la zona de flujo y valores de porosidad bajos.

En el ejemplo anterior se ha supuesto una matriz de caliza (formación "b" y los cálculos indican un efecto de excavación de 5.5 u.p., de aquí que la lectura del neutrón debería ser:  $15 - 5.5 = 9.5$  u.p. asumiendo una porosidad conocida y una saturación de gas aproximadamente 79%. A las diferencias de resultados entre las formaciones "a" y "b" se le llamó "efecto de excavación" ( $\Delta\theta_{Nex}$ ).



**FIG. III.3**

#### H).- EFECTOS ESTADISTICOS Y CONSTANTE DE TIEMPO

Los fenómenos radioactivos no son continuos en la naturaleza, lo que indica que fluctúan con el tiempo. - De lo anterior se dice entonces que el fenómeno es estadístico por naturaleza. Las variaciones estadísticas son más fuertes cuando se generan pocos pulsos en los detectores (indicando que pocas partículas los han alcanzado). Sin embargo, el número de partículas contadas por segundo sobre un tiempo grande será prácticamente constante; el período de tiempo anterior se conoce como "CONSTANTE DE TIEMPO" (generalmente de pocos segundos). La salida de las variaciones estadísticas se promedian mediante un circuito (condensador-resistencia) que guarda una relación intrínseca con la constante de tiempo.

La Cte. de Tiempo desempeña un papel muy importante en la calidad del registro y se define como el tiempo suficiente que el detector debe permanecer frente a una capa para registrar el 63% de cualquier cambio en intensidad.

#### Velocidad De Registro

La buena combinación de la Cte. de Tiempo con la velocidad de registro son fundamentales para obtener una correcta grabación de la profundidad y espesor de la capa de acuerdo con la relación:

$$h(\text{pies}) = \text{Vel. de Reg. (pies/seg.)} \times \text{Cte. de T.}$$

Para una vel. de reg. de 0.5 pies/seg y una Cte. de Tiempo de 2 seg., el espesor de la capa será de 1 pie (0.30 m), si se aumenta la velocidad de registro la curva registrada tenderá a suavizarse (perdiendo resolución de capas).

#### IV.-CORRECCIONES A LA INFORMACION

##### a) .7 INTRODUCCION

Como se vió en el capítulo anterior, la información obtenida de los registros de pozos se encuentra alterada por efectos ambientales que ocurren en el agujero. De aquí que ésta información debe ser corregida para obtener así, datos de las propiedades que se midan más verdaderos.

Dentro de la alteración que sufre la información, el registro más afectado es el Registro de Neutrón-Compensado y el menos afectado es el Registro TDT-K

En este capítulo se verán las correcciones que deben aplicarse a cada registro por separado, así como sus respectivos Nomogramas.

##### b).- CORRECCIONES A LA INFORMACION DEL REGISTRO DE RAYOS GAMMA (GR)

Este registro presenta dos Nomogramas para corrección, dado que existen dos casos: agujero abierto y agujero adomado.

##### 1.- Correcciones por agujero abierto

Si se desea conocer la radioactividad verdadera de una zona de interés, utilice el nomograma de la figura IV.1, en el cual se va a entrar según el caso: sonda centrada (parte superior) ó sonda excéntrica (parte inferior), realizando la diferencia diámetro del agujero menos el diámetro de la sonda ( $d_h - d_s$ ). Después lleva una línea vertical hasta intersectar con la línea de densidad del lodo dada en el registro, en -

ese punto trasládase una línea horizontal hasta la línea que indique el diámetro de la sonda y léase el valor obtenido (llamado Razón) y la radioactividad verdadera será:

$$\text{Radioactividad corregida} = \text{Razón} \times \text{Radioactividad Aparente (leída del registro)}$$

## 2.- Correcciones por agujero ademado

Para este caso debe utilizarse el nomograma de la figura IV.11. El primer paso, es calcular la excentricidad de la sonda y entrar en ese punto.

El siguiente ejemplo ilustra el uso del Nomograma:

Diámetro del agujero = 12 1/4"

Densidad del lodo = 11 Lb/gal.

Dos tubos de revestimiento, cementado solo el tubo exter.

T.R. exterior: 9 3/8" diám. exter. (OD), 8 7/8" diám. int. (ID)

T.R. interior: 7" " " (OD), 6 1/4" " " (ID)

Sonda (OD): 3 5/8"

Calculando:

$$\text{Excentricidad de la sonda} = (6\frac{1}{4} - 3\frac{5}{8}) / (12\frac{1}{4} - 3\frac{5}{8}) = 0.30$$

$$\text{Espesor del lodo} = \frac{1}{2} (8\frac{7}{8} - 7 + 6\frac{1}{4} - 3\frac{5}{8}) = 2\frac{1}{4}"$$

$$\text{Espesor de la T.R.} = \frac{1}{2} (9\frac{3}{8} - 8\frac{7}{8} + 7 - 6\frac{1}{4}) = 5/8"$$

$$\text{Espesor del cemento} = \frac{1}{2} (12\frac{1}{4} - 8\frac{5}{8}) = 1\frac{5}{16}"$$

Por último:

$$\text{Radioactividad Corregida} = \text{Razón} \times \text{Radioactividad Aparente (leída)}$$

$$\text{Radioactividad Corregida} = 2.7 \times \text{Radioactividad Aparente (leída)}$$

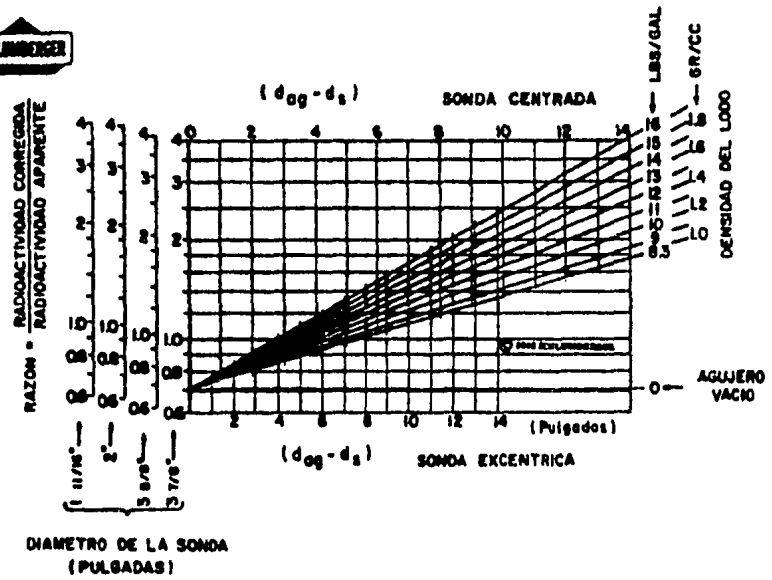


FIG. IV.1 AGUJERO ABIERTO

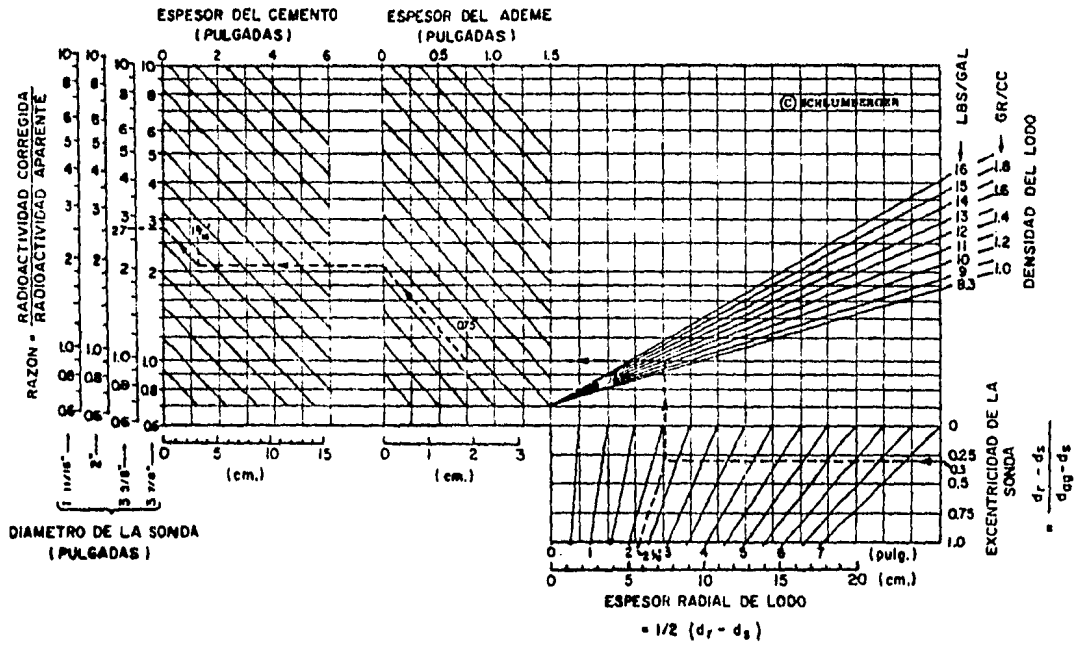


FIG. IV.2 AGUJERO ADEMADO



c).-CORRECCIONES A LA INFORMACION DEL REGISTRO DE DENSIDAD COM  
PENSADO (FDC)

En este registro las correcciones manuales se hicieron mínimas, ya que el CSU en el camión, se encarga de hacer las correcciones necesarias por enjarre y diámetro del agujero.

1.- Para corregir por enjarre

La cantidad de corrección aplicada a el detector de -  
espaciamiento largo en unidades de densidad, es graba  
da en el registro como la corrección  $\Delta\rho$ . En enjarres  
ligeros, la corrección es positiva, mientras que para  
un enjarre de mayor densidad que la formación, como -  
ocurre cuando al lodo se le dá peso con barita, la -  
corrección es negativa y el punto cae a la izquierda  
de la línea de corrección.

La figura IV.3 muestra que la corrección es positiva con  
un lodo de 10.6 Lb/gal así el enjarre, produce una -  
corrección positiva. La figura IV.4 muestra una -  
corrección negativa porque el lodo tiene una densidad  
de 18.2 lb/gal, lo cuál implica un alto contenido de  
barita.

2.- Corrección por tamaño del agujero

En agujeros de 6" a 9" llenos de lodo o vacíos, el -  
efecto del tamaño del agujero es insignificante. Pa  
ra agujeros menores a 6" la curvatura del agujero es  
mayor que la del patín y así aparece entre la formación  
y la almohadilla, una película delgada de lodo y el -  
equipo automáticamente hace la corrección y la curva  
de  $\Delta\rho$  indica una corrección por enjarre suave en zo  
nas impermeables. Para agujeros mayores a 9", la -  
corrección es necesaria, la figura IV.5 dá las -  
correcciones para los dos casos de agujero vacío o -  
lleno.

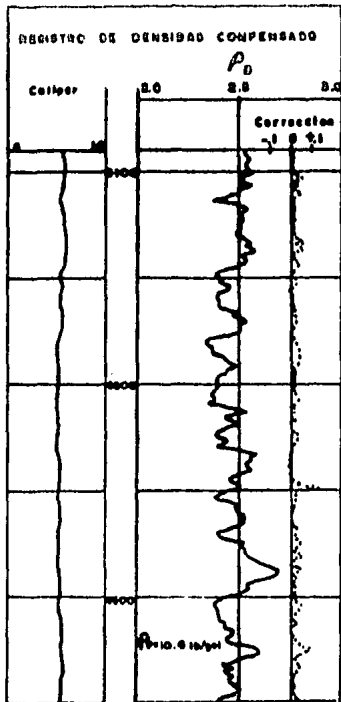


FIG. IV.3

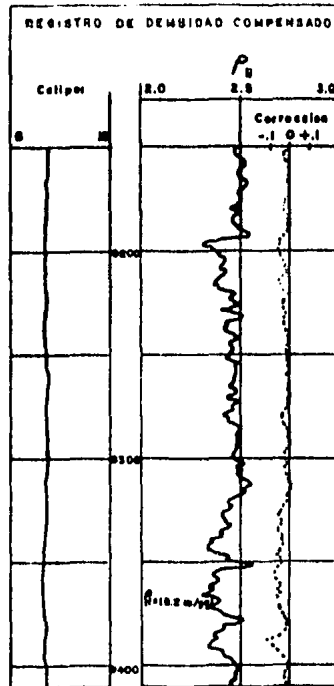


FIG. IV.4

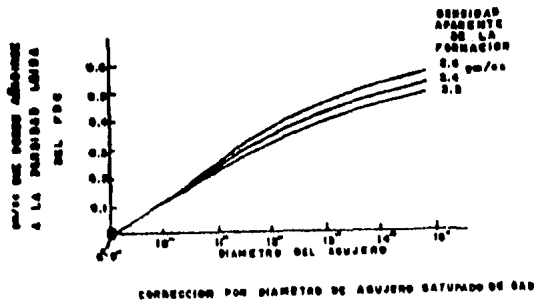
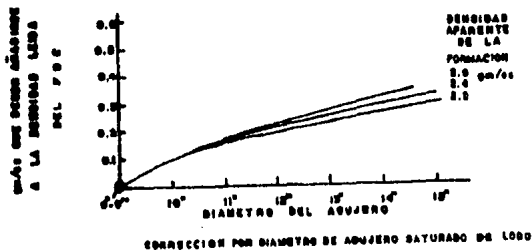


FIG. IV.5

d).-CORRECCIONES A LA INFORMACION DEL REGISTRO EPITERMICO DE PARED (SNP)

Como se ha visto, una de las ventajas de este registro - consiste en que la mayor parte de las correcciones se - realizan en forma automática en el CSU y los efectos de - agujero (diámetro del agujero y salinidad del lodo), - causan efectos residuales que son rectificados por jue - gos de corrección apropiados en el CSU.

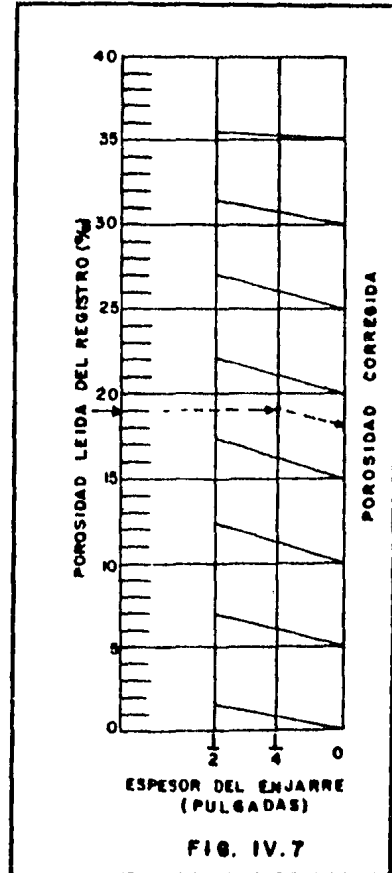
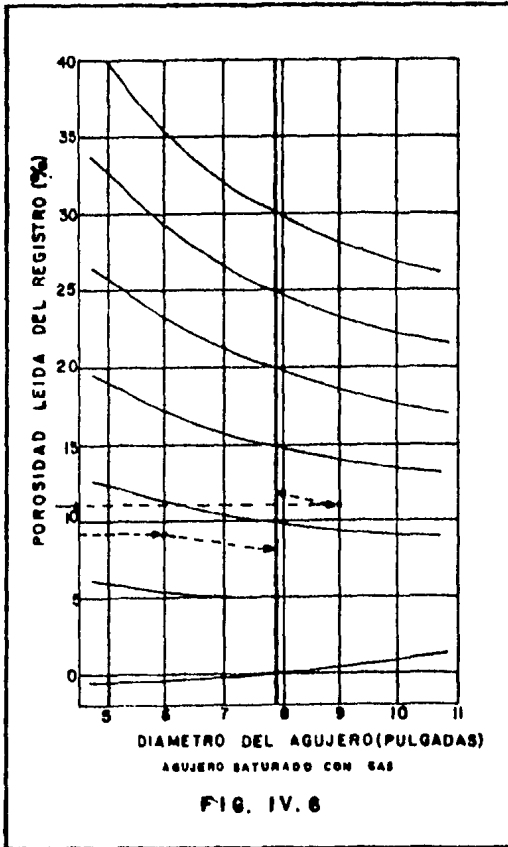
El CSU en el camión, realiza las correcciones por la li - tología de la matriz, para agujeros de 6 a 10 pulgadas - llenos de lodo o gas, los juegos de corrección son dife - rentes para cada caso por el hecho de que las condicio - nes del agujero cambian con el tipo de fluido utilizado.

Las correcciones por densidad del lodo, temperatura y - presión en el agujero, se llevan a cabo automáticamente - en el CSU del camión, no así para efectos por diámetro - de agujero cuando está saturado de gas y por efectos de - enjarre.

La corrección por diámetro de agujero cuando éste está - saturado de gas, debe hacerse a mano utilizando el nomo - grama de la figura IV.6.

La corrección manual que se realiza por efecto de enjarre, se debe a que la herramienta promedia la concentración - de hidrógeno del material que se encuentra frente a la - almohadilla donde va el detector. Como la almohadilla - es presionada con fuerza contra la pared del agujero, mu - cho material del enjarre es removido y el registro se ve - influenciado por la capa de enjarre que queda. La figu -

ra IV.7, muestra la corrección que debe aplicarse por este efecto para espesores de enjarre de 1/4" y 1/2". Se hace la recomendación que por medio de algún registro micro, se determine el espesor del enjarre.



e).-CORRECCIONES A LA INFORMACION DEL REGISTRO DE NEUTRON COM  
PENSADO (CNL)

Las correcciones que deben realizarse a la información ob  
tenida del CNL, se dividen para los dos casos existentes:  
para agujero abierto y agujero revestido.

1.- Correcciones para agujero abierto

La sonda está calibrada para obtener buenos resulta  
dos bajo estas condiciones:

- A.- Diámetro de agujero 7 7/8"
- B.- Agua dulce en el agujero y la formación
- C.- No existe enjarre o distanciamiento (alejamiento)
- D.- Temperatura 75° F
- E.- Presión atmosférica
- F.- Herramienta excéntrica en el agujero

Pero las condiciones reales son diferentes, por lo que de  
ben aplicarse las siguientes correcciones:

1.- Diámetro de agujero

La corrección por agujero es automática en el CSU -  
cuando se corre en combinación con el registro FDC.-  
En caso contrario debe realizarse por medio de la -  
carta A figura IV.8.

2.- Enjarre

La Carta B de la figura IV.8, se emplea cuando no ha  
sido usado el calibrador (corrección automática), -  
en caso contrario, empezar en la Carta C.

3.- Distanciamiento (alejamiento)

Conociendo el distanciamiento entre la sonda y la pared del agujero, se corrige por medio de la carta G figura IV.8. Esta corrección está idealizada para un agujero de 10 3/4" de diámetro y saturado de agua, con un alejamiento paralelo. Para alejamientos en agujeros pequeños, el efecto puede estimarse con una interpolación lineal y considerando una corrección cero en un agujero de 4 3/4" de diámetro.

4.- Densidad del lodo

Las diferentes densidades del lodo afectan la respuesta de la herramienta, por lo que debe realizarse una corrección por medio de la Carta F figura IV.8.

5.- Salinidad

Esta corrección por salinidad es pequeña y se realiza por medio de las cartas D y E de la figura IV.8.

6.- Temperatura y Presión

Los efectos de temperatura y presión, en combinación dan como resultado una pequeña corrección. - Esta se realiza por medio de la carta H figura IV.8, la cual se construyó asumiendo un gradiente de presión de 0.52 PSI/pie (correspondiendo a 10 Lb/gal de lodo) y un gradiente geotérmico de 1° F/100 pies.

Para mejor entendimiento del uso de este nomograma (figura IV.8), véase el ejemplo que aparece en el mismo.

Comenzar aquí si no se usa  
corrección automática  
del calibrador →

\* Usese la marca del Tablero  
para Línea de Referencia

\* Las líneas de referencia están  
indicadas por asteriscos

Espesor del Enjarre - Pulgadas

Porosidad Corregida

Ejemplo: Porosidad de Registro = 27% Muestra de Estm. Ag. = 1" (C.N.L. sin calibrador)

Diam. Real de Ag. = 11" Espesor del Enjarre del Lodo = 1/8" Agua Dulce, Temp. = 80° F

Porosidad Corregida = 30

Comenzar aquí si se usa  
corrección automática  
del calibrador →

Espesor del Enjarre - pulgadas

Salinidad - Miles de ppm

Salinidad - Miles de ppm

Peso del Lodo

12  
11  
10  
9  
8

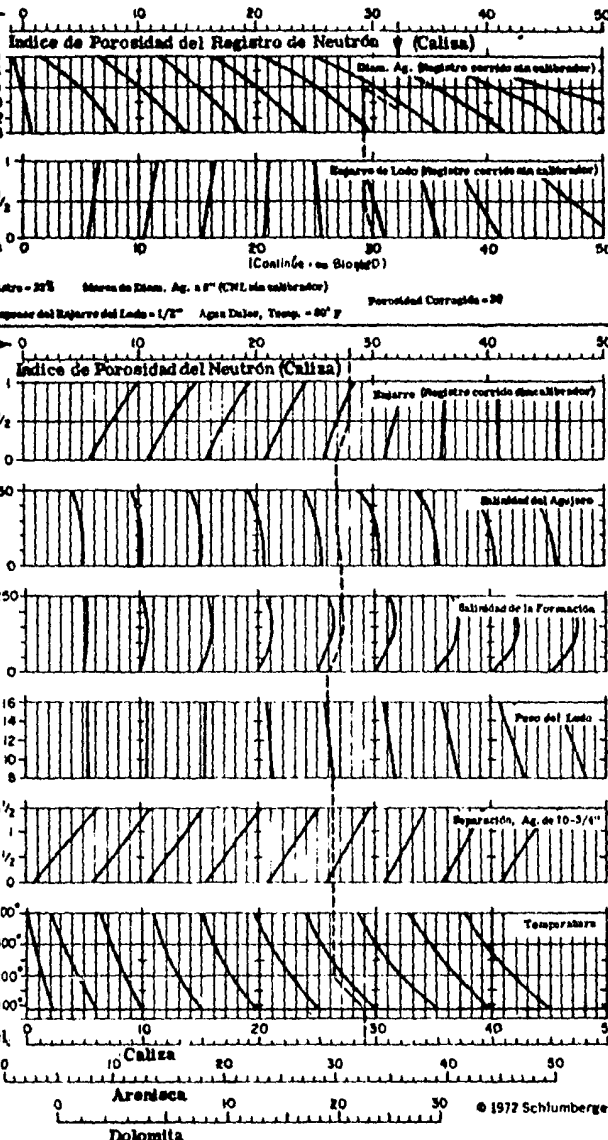
Normal  
Borita

Distancia de Separación - pulgadas  
(para Ag. de 10-3/4")

Corrección por separación si es  
Cero en Ag. de 4-3/4"

Temperatura de Agujero °F  
(Incluyendo corrección apro-  
ximada por presión)

Índice de Porosidad del  
Neutrón Corregido



Ejemplo: Porosidad de Registro = 27%, se usó  
corrección automática del calibrador  
Salinidad del agujero = 100,000 ppm. Espesor del Enjarre = 1/8"  
Salinidad de la Formación = 200,000 ppm Separación = 0"  
Peso del Lodo = 10 lb/gal (natural) Temperatura del Agujero = 200° F

Muestra de Caliza  
Diam. Ag. = 10-3/4"  
Porosidad Corregida = 30%

FIG. IV.8 AGUJERO ABIERTO

**7.- Correcciones por agujero Ademado**

La sonda da buenos resultados si se encuentra bajo estas condiciones:

- a. Agujero de 8 3/4" de diámetro
- b. Tubería de revestimiento centrada de 5 1/2", - 17 lb/pie (espesor de la T.R. 0.304 pulgadas).
- c. Agua dulce en formación y agujero.
- d. Temperatura 75°F.
- e. Presión atmosférica.
- f. Herramienta excéntrica en la TR.

Como las condiciones reales del agujero difieren a éstas, entonces deben aplicarse las correcciones de la figura IV.9.

La respuesta del CNL fué determinada en laboratorio con las mismas formaciones para agujero abierto y se usaron una variedad de T.R. y fundas de cemento para simular las condiciones de agujero revestido.

Antes de ser corrido el registro, el CSU es seleccionado para el caso de agujero revestido y la matriz adecuada. Como se corre en agujero revestido, los diámetros de agujero en el CSU son inoperativos. Los cambios de diámetro de agujero se corrigen manualmente para las zonas específicas.

La gráfica de la figura IV.9, fué construída separando las correcciones de agujero por tres efectos



independientes: diámetro del agujero, espesor de la T.R. y espesor del cemento. Los efectos de agujero salinidad de formación, densidad del lodo y temperatura, son en esencia los mismos para el caso de agujero abierto.

f).-CORRECCIONES A LA INFORMACION DEL REGISTRO DE TIEMPO DE DECAIMIENTO (TDT)

La información obtenida por este registro, no necesita correcciones. Los resultados obtenidos en la película se consideran confiables para una buena interpretación.

\* Las líneas gruesas indican calibración standard TR centrada

Díametro del Agujero antes de correr la TR - pulgadas

Espesor de la T. R. - pulgadas

11.0	14	16	18	20
12	14	16	18	20
13	15	17	19	21
14	16	18	20	22
15	17	19	21	23
16	18	20	22	24
17	19	21	23	25
18	20	22	24	26
19	21	23	25	27
20	22	24	26	28

Espesor del Cemento - pulgadas

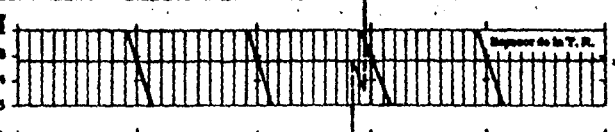
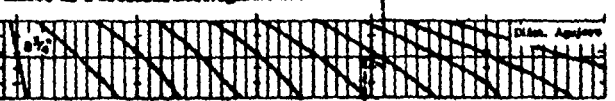
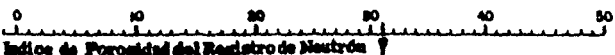
12	16
11	14
10	12
9	10
8	8

Salinidad - Miles de ppm

Salinidad - Miles de ppm

Temperatura del Agujero °F

Índice de Porosidad del Neutrón Corregido



© 1972 Schlumberger

Ejemplo: Porosidad del Registro = 21 Porosidad Corregida = 26.5

Correcciones para: Diam. de Ag. Abierto = 16 TR de T° = 22 lbs/gal Peso del Lodo = 9 lbs/gal (Natural)

Salinidad del Lodo = 100,000 ppm Salinidad de la Formación = 500,000 ppm Temperatura = 100°F

FIG IV.9 AGUJERO ADEMADO

**CORRECCIONES POR EFECTO DE EXCAVACION**

Las correcciones por efecto de excavación se obtienen de - la figura IV.10, entrando con  $S_{WH}$  y porosidad para leer el  $\Delta\phi_{Nex}$  o siguiendo la siguiente expresión:

$$\Delta\phi_{Nex} = K (2.0 \times \phi^2 \cdot S_{WH} + 0.4\phi) (1 - S_{WH})$$

donde:

$$S_{WH} = S_{xo} \cdot H_w + (1 - S_{xo}) \cdot H_h$$

$$K = (P_{ma}/2.65)^2$$

K = 1 para arenisca

K = 1.046 para caliza

K = 1.173 para dolomita

$\Delta\phi_{Nex}$  = Efecto de Excavación

$S_{WH}$  = Saturación equivalente basada sobre el contenido de hidrógeno de los fluidos en los poros.

$S_{xo}$  = Saturación de agua en la zona invadida

$H_w$  = IH del agua de la formación } Deben conocerse con-

$H_h$  = IH del hidrocarburo } precisión estos dos datos.

Así que la porosidad del neutrón corregida ( $\phi_{Ncor}$ ) será:

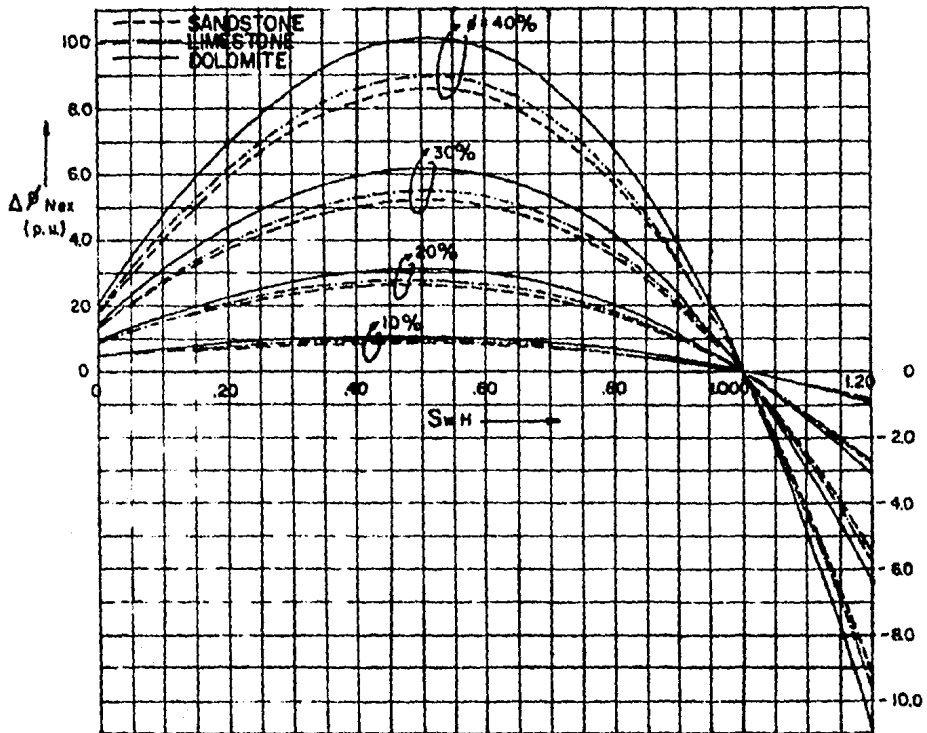
$$\phi_{Ncor} = \phi_N + \Delta\phi_{Nex}$$

Que es una expresión idéntica a la expresión V.20 (capítulo V, Registro CNL).

La figura IV.II muestra dos gráficas TDT-Neutrón, donde:

IV.11a no incluye el efecto de excavación

IV.11b si incluye el efecto de excavación.



PORCENTAJE DE EXCAVACION EFECTUADA  
 CURVAS PARA ARENISCA, CALIZA Y DOLOMIA

FIG.M.10

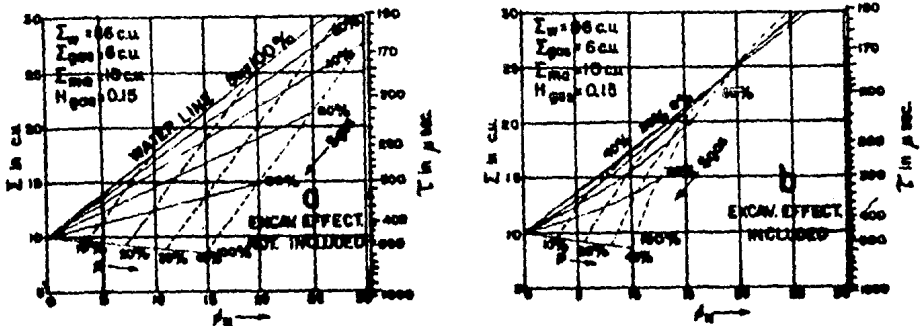
Se hace notar que cada gráfica está constituida con las - especificaciones que aparecen en los recuadros de las mig mas. En caso de no presentarse estos datos, las gráficas no pueden ser usadas.

Las figuras IV.12, IV.13 y IV.14, pueden ser usadas de un registro Neutrón - Densidad siempre y cuando se respeten las especificaciones que aparecen en los recuadros.

En el caso que no pueda utilizar las gráficas anteriores- y no conozca  $H_w$  y  $H_h$ , entonces utilice las relaciones de- aproximación:

$$S_{WH} = S_{XO} \text{ para el caso en el que } IH \text{ del gas sea cero}$$

$$S_{WH} = (S_{XO} + 0.5.S_g) \text{ para el caso en el que el } IH \text{ del gas sea igual al } 50\% \text{ y de allí utilice - la gráfica IV.10.}$$



GRAFICA DE TIEMPO DE DECAIMIENTO TERMICO DEL NEUTRON

FIG. 11

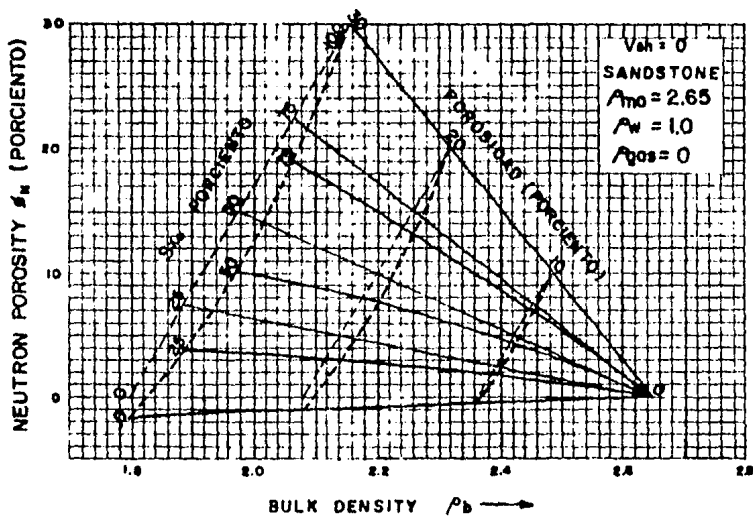


FIG. 12

GRAFICA PARA ARENA LIMPIA NEUTRON-DENSIDAD

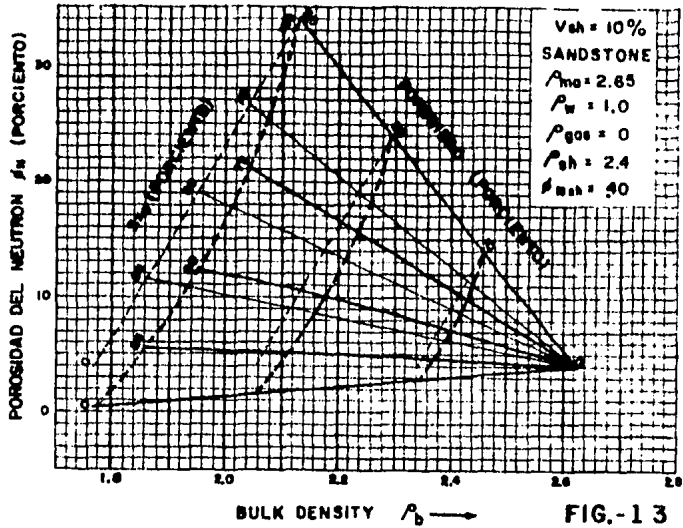
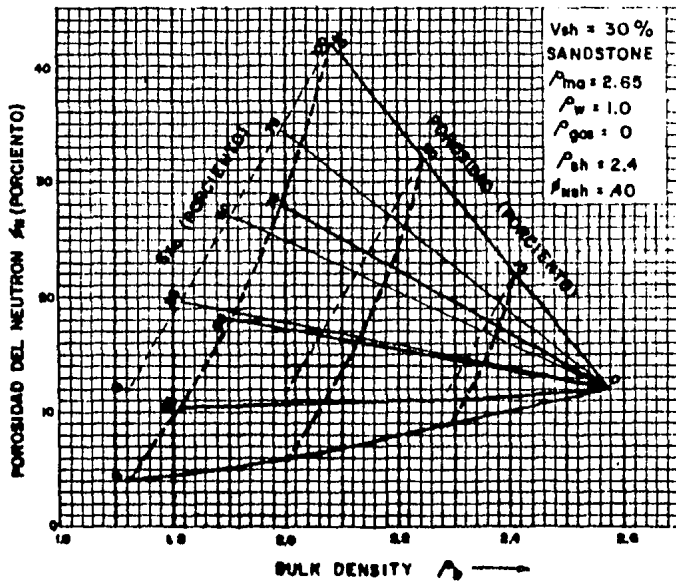


FIG.-13

GRAFICA PARA ARENA ARCILLOSA ( $V_{sh} = 10\%$ )  
NEUTRON-DENSIDAD



GRAFICA PARA ARENA ARCILLOSA ( $V_{sh} = 30\%$ )  
NEUTRON-DENSIDAD  
FIG. 14

## V.- I N T E R P R E T A C I O N

### a).- INTRODUCCION

El objetivo de los Registros Geofísicos de Pozos, es la evaluación de los parámetros del yacimiento de hidrocarburos como son: la porosidad ( $\emptyset$ ), saturación de agua (Sw), permeabilidad, salinidad, saturación de hidrocarburos (Sh), densidad de la formación, etc.

Es aquí donde se debe poner bastante cuidado porque, dependiendo de correctas interpretaciones será el éxito o fracaso del pozo.

Una vez realizadas las correcciones a la información, los valores de interés obtenidos deberán ser interpretados con un cuidado especial, dividiéndose la interpretación en dos clases:

#### 1.- Interpretación Cualitativa

Esta clase de interpretación sirve para tomar decisiones documentadas en el sitio mismo de la corrida del Registro y se realiza por el simple análisis visual de las curvas de la película del pozo.

#### 2.- Interpretación Cuantitativa

Se realiza esta interpretación de manera cuidadosa, apoyada en el conocimiento geológico regional, en las condiciones internas del pozo, en la columna geológica obtenida del pozo (muestras de canal) y en las muestras de núcleo, utilizando paquetes de programas de computadora para obtener resultados exactos.

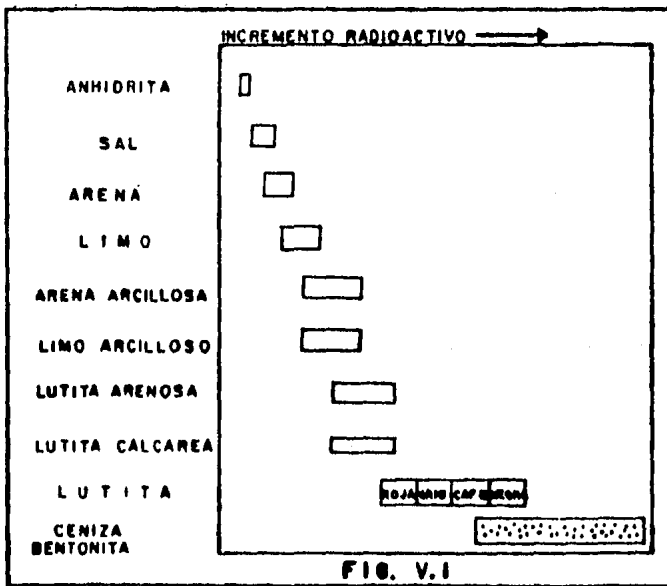


b).- INTERPRETACION DEL REGISTRO DE RAYOS GAMMA NATURALES (GR)

1.- Interpretación Cualitativa

Una aplicación del Registro de Rayos Gamma es sustituir al Registro Potencial Expon-táneo (SP), ya que ambas curvas son correlaciona-bles cuando la relación de resistividades de los fluidos del Lodo y Formación es grande. Y poco correlacionable cuando las resistivida-des de estos fluidos son semejantes. Se uti-liza el Registro GR cuando el SP es muy redon-deado (formación muy resistiva) o aplanado ( $R_{mf} \approx R_w$ ) ó cuando los lodos no son con-ductivos o el pozo está ademado.

La intensidad de radiación natural varía con-la composición de los sedimentos por lo que - el registro da una idea de la litología de - las formaciones atravesadas. La figura V.1 - muestra la intensidad relativa de radiación - en rocas sedimentarias y de aquí se observa - que las más radioactivas son las lutitas y - las menos radioactivas son las anhidritas.



En una interpretación cualitativa solo se observarán las deflexiones que sufre la curva de Rayos Gamma sin tomar valores. Tomando de ejemplo la figura V.2, se observa que un incremento radioactivo indica un traslado de la curva hacia la derecha y un decremento radioactivo, un traslado hacia la izquierda de aquí, que posiblemente se considere correlacionable con la curva del SP trazándose también una línea base de lutitas. Es importante en una interpretación cualitativa, el conocimiento de la estratigrafía local porque pueden existir ambigüedades en la curva radioactiva. En el ejemplo de la figura V.2, la arena limpia y la caliza presentan un mismo valor radioactivo hacia la izquierda, lo que significa que sin el conocimiento de la estratigrafía, daría lugar a dudas, confusiones o interpretaciones erróneas. En caso de no conocer la estratigrafía local, un Registro litológico de la región podrá resolver la ambigüedad.

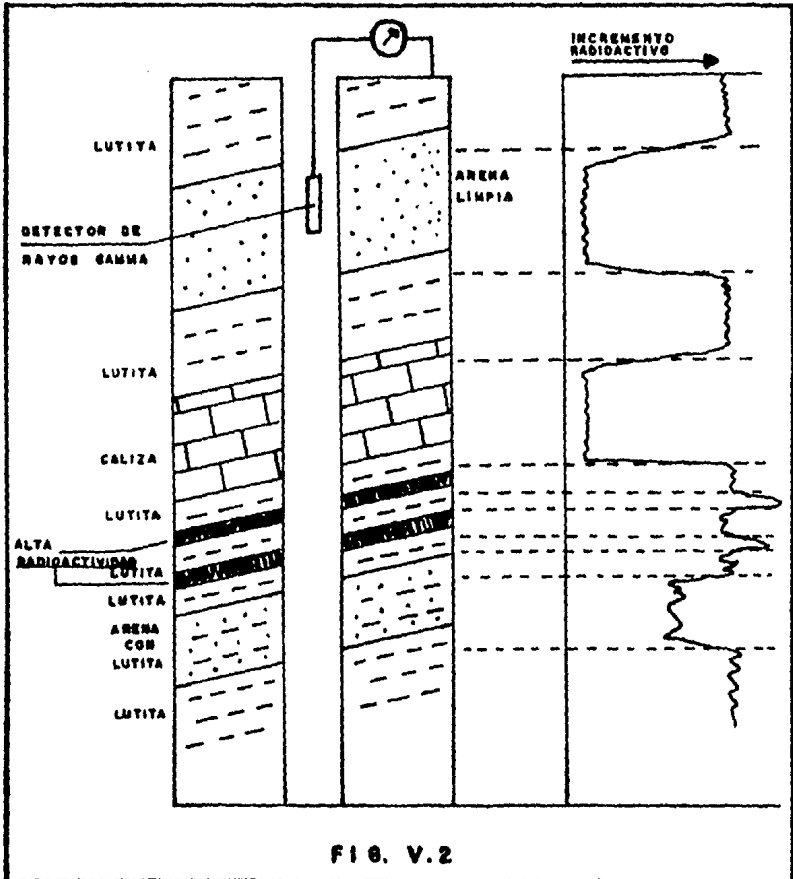


FIG. V.2

También el registro GR es usado para delimitar las capas o contactos formacionales si éstos son abruptos, en la curva de rayos gamma aparece un cambio rápido y el punto medio en el cambio de la curva es tomado como el contacto. Por otra parte si los cambios de la curva son graduales, entonces indica contactos gradacionales.

El contenido de fluidos en las formaciones no es posible determinarlos a partir de este registro.

La estimación de porosidad y permeabilidad es muy difícil y no es recomendable calcularlas a partir de este Registro GR. Aunque en algunos casos especiales se puede estimar la permeabilidad pero no se recomienda hacerlo.

Otro uso de este registro es la correlación - litológica. Los registros de la figura V.3, muestran una correlación de una área y además la similitud con la curva del SP.

Se puede usar en la delineación de minerales - no radioactivos, incluyendo carbón (estratos).

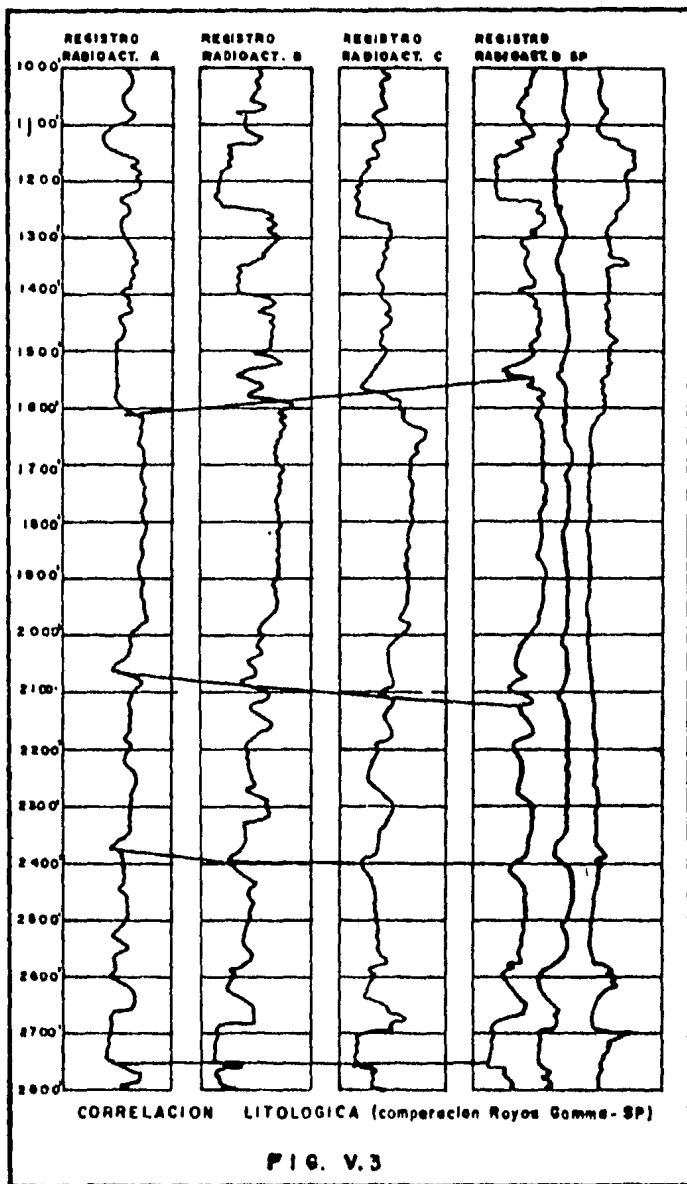
Además se usa en correlaciones de pozos ademas dos, haciendo posible la ubicación del fondo de la tubería de revestimiento.

A grandes rasgos se puede concluir que se emplea para determinar la profundidad y espesor de varios estratos y la correlación de profundidades de registro a registro para establecer una posición estructural.

## 2.- Interpretación Cuantitativa

El Registro de Rayos Gamma refleja el contenido de lutitas en las formaciones.

El cálculo del contenido de lutitas se realiza de la siguiente manera: en el registro se traza una línea base de lutitas y una línea - base de arenas (similar al SP) y utilizando la siguiente expresión, se obtiene la deflexión de los rayos gamma.



$$X = \frac{Y_s - Y_a}{Y_{sh} - Y_a}$$

- Donde: X, es la deflexión de los rayos gamma  
 $Y_s$ , es la radioactividad corregida del intervalo a determinar.  
 $Y_a$ , es la radioactividad corregida de la línea base de arenas.  
 $Y_{sh}$ , es la radioactividad corregida de la línea base de lutita.

Con el valor X, se pueden usar las siguientes fórmulas para el cálculo del contenido de lutitas.

$$V_{sh} = 0.33(2^{2X} - 1.0) \text{ Rocas más antiguas}$$

$$V_{sh} = 0.083(2^{3.7X} - 1.0) \text{ Rocas del terciario.}$$

El nomograma de la figura V.4, es la solución a las ecuaciones ~~anteriores~~ <sup>de interpretación antigua</sup> (●) y (●). Para el caso de areniscas o calizas de origen clástico, no se pueden usar estas expresiones, ya que las areniscas están compuestas de granos y la porosidad va a depender del acomodo de éstos.

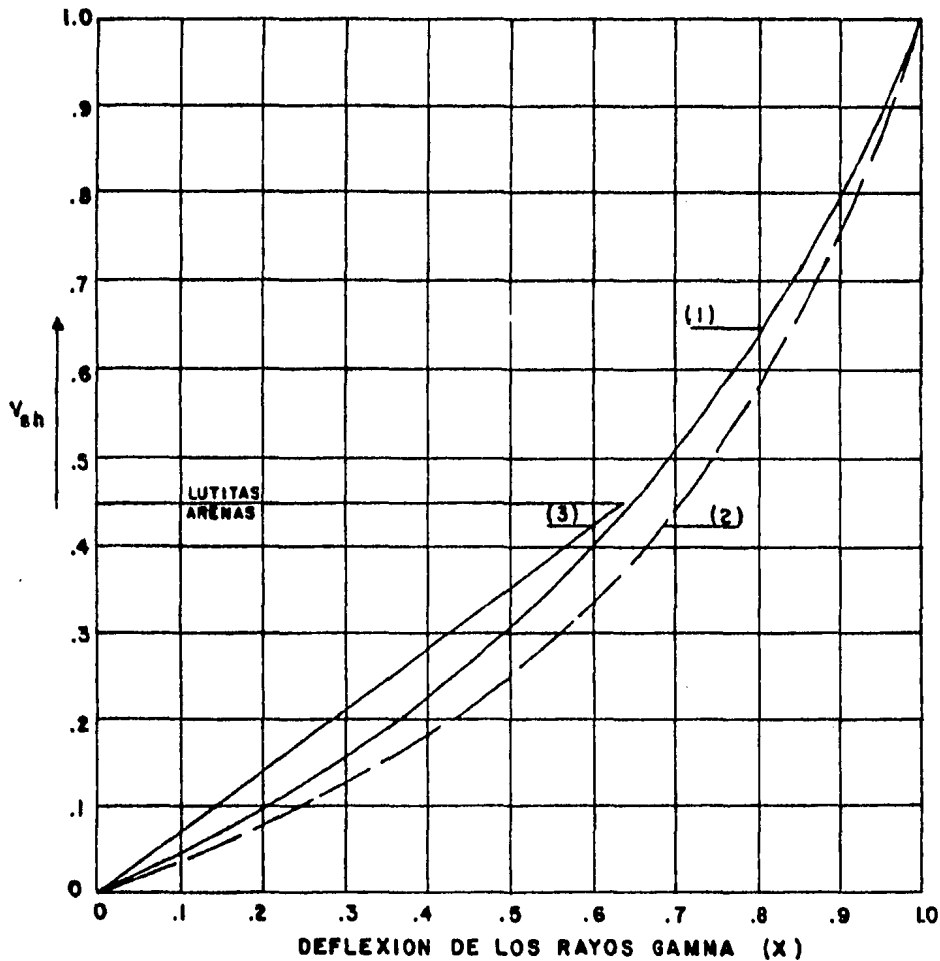
Las arcillas y limos por ser menor a 1/16 mm, se van a depositar en los intersticios dejados por el acomodamiento de los granos, esto da lugar a una reducción de la porosidad efectiva. Si vamos a el caso ideal, donde un empaquetamiento perfecto da una porosidad del 47%, esto nos dice que solamente el 47% de lutita máxima puede llenar esa porosidad. En tonces si encontramos que el contenido de lutitas  $V_{sh}$  es de 47% a 90% equivale a dar como resultado -

que el contenido de lutitas es del 100%.

De experimentos se concluyó que para 66 unidades API el contenido de lutitas es del 45%, implicando que en este valor se llega al límite de las arenas con las lutitas.

Con el nomograma de la figura V.4, se halla el contenido de lutitas para el caso de areniscas, utilizando la línea (3).

Otro uso cuantitativo, es en la detección y evaluación de minerales radioactivos (Potasio y Uranio). En el caso del Potasio, la radioactividad corregida es proporcional al contenido de  $K_2O$  (Óxido de Potasio), aproximadamente 15 unidades API - por 1% de  $K_2O$ , proporcionalidad debida al hecho - que el Potasio 40 emite rayos gamma monoenergéticos de 1.46 Mev figura V.5. En el caso de Uranio y Torio, la proporcionalidad no es simple, pero - también se puede usar.



Deflexion de los Reyes Gamme:

$$\frac{GR - GR_{arena}}{GR_{lutite} - GR_{arena}} = X$$

$$(1) V_{sh} = 1.7 - \sqrt{3.58 - (X + .7)^2}$$

$$(2) V_{sh} = \frac{.5(X)}{1.5 - (X)}$$

$$(3) V_{sh} \text{ (para arenitas)}$$

FIG. V. 4



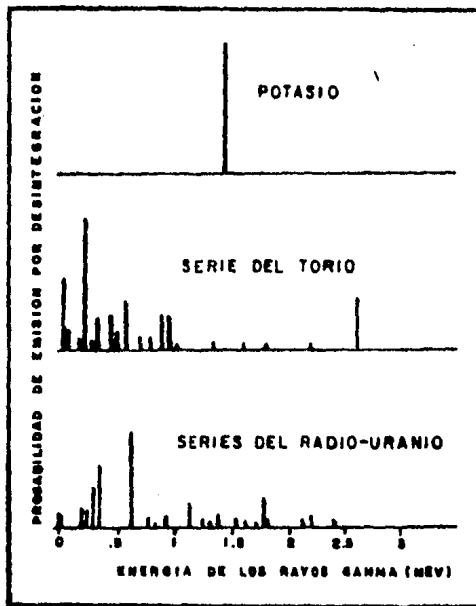


FIG. V.5

c).- REGISTRO DE DENSIDAD COMPENSADO (FDC)

1.- Interpretación

El Registro FDC es corrido comúnmente en combinación con el Registro de Neutrón Compensado para la localización de zonas con gas, figura V.6 y el objetivo es determinar la densidad y a partir de ella, obtener valores de porosidad de las formaciones productoras de hidrocarburos, utilizando para ello ecuaciones de Recurrencia.

El fenómeno físico predominante en este Registro es el Efecto de Compton, el cual es proporcional al número de electrones por unidad de volumen y éste a su vez es proporcional a la densidad de la formación. Con esto, el registro responde a la densidad de la formación aunque en verdad el número de electrones no es proporcional a la densidad. En el caso de tener un solo elemento se cumple que:

$$\rho_e = \rho_{b.c.} \text{ -----V.1}$$

Donde:  $\rho_e$ , densidad electrónica  
 $\rho_b$ , densidad verdadera

$$C = 2 \frac{Z}{A} \text{ número atómico}$$

A masa atómica

De la tabla V.1, se observa que C tiene un valor alrededor de uno.

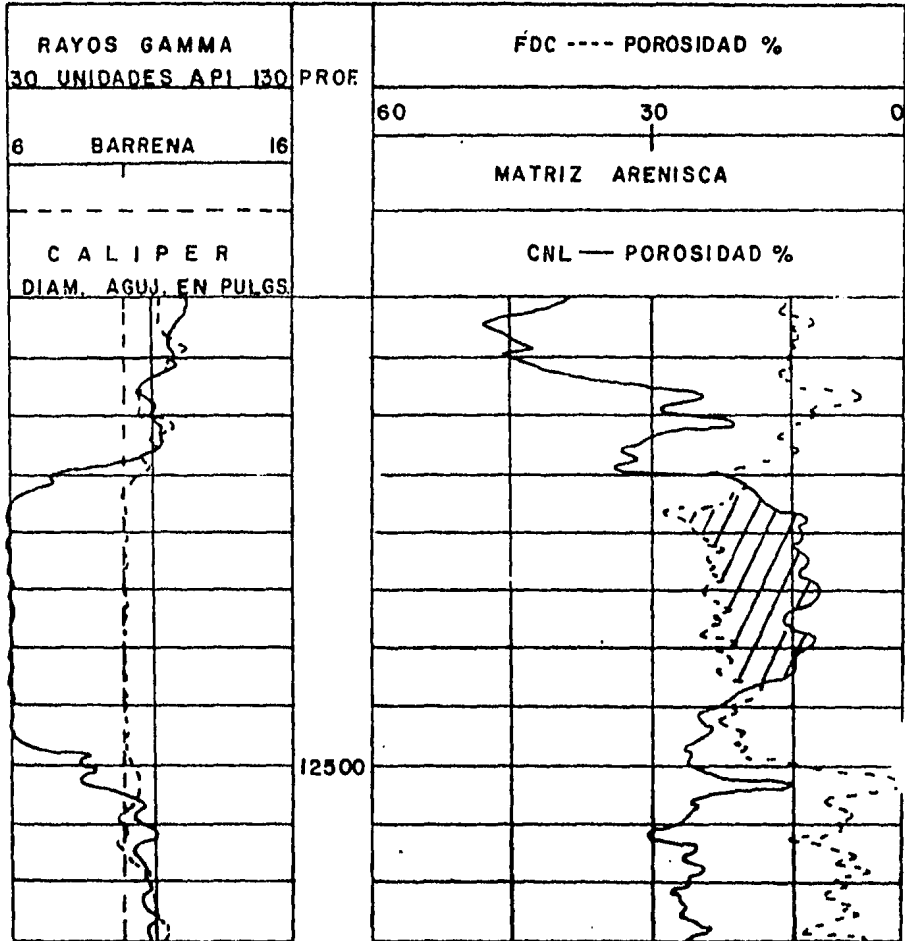


FIG. V.6

T A B L A V.1

COMPUESTO	FORMULA	DENSIDAD VERDADERA	C	DENSIDAD ELECTRONICA	DENSIDAD APARENTE ("VISTA" POR LA HERRAMIENTA)
CUARZO	SiO <sub>2</sub>	2.654	0.9985	2.650	2.648
CALCITA	CaCO <sub>3</sub>	2.710	0.9991	2.708	2.710
DOLOMIA	CaCO <sub>3</sub> MgCO <sub>3</sub>	2.870	0.9977	2.863	2.876
ANHIDRITA	CaSO <sub>4</sub>	2.960	0.9990	2.957	2.977
SILVITA	KCl	1.984	0.9657	1.916	1.863
HALITA	NaCl	2.165	0.9581	2.074	2.032
YESO	CaSO <sub>4</sub> 2H <sub>2</sub> O	2.320	1.0222	2.372	2.351
ANTRACITA		1.400	1.030	1.442	1.355
		1.800	1.030	1.852	1.796
CARBON BITUMINOSO		1.200	1.060	1.272	1.173
		1.500	1.060	1.590	1.514
AGUA DULCE	H <sub>2</sub> O	1.000	1.1101	1.110	1.00
AGUA SALADA	200,000ppm	1.146	1.0797	1.237	1.135
ACEITE	n(CH <sub>2</sub> )	0.850	1.1407	0.970	0.850
METANO	CH <sub>4</sub>	ρ <sub>met</sub>	1.247	1.247 ρ <sub>met</sub>	1.335 ρ <sub>met</sub> -0.188
"GAS"	C <sub>1.1</sub> H <sub>4.2</sub>	ρ <sub>gas</sub>	1.238	1.238 ρ <sub>gas</sub>	1.325 ρ <sub>gas</sub> -0.188

Como la herramienta se calibra en formaciones de Caliza que contienen agua dulce, entonces la densidad  $\rho_b$  se obtiene como:

$$\rho_b = (1-\phi) \cdot \rho_{ls} + \phi \cdot \rho_w \text{ ----- V.2}$$

$$\rho_e = (1-\phi) \cdot \underbrace{\rho_{ls} \cdot C_{ls}}_{\rho_{e''}} + \phi \cdot \underbrace{\rho_w \cdot C_w}_{\rho_{e'}} \text{ ---V.3}$$

Donde:  $\rho_{e''}$  y  $\rho_{e'}$  son las densidades electrónicas - para caliza y agua respectivamente.

Despejando de V.2 y V.3 e igualándolas:

$$\rho_b = \rho_{ls} - \phi \cdot \rho_{ls} + \phi \cdot \rho_w$$

$$\rho_b - \rho_{ls} = \phi \cdot (\rho_w - \rho_{ls})$$

$$\phi = \frac{\rho_b - \rho_{ls}}{\rho_w - \rho_{ls}} \text{ ----- V.4}$$

$$\rho_e = \rho_{ls} \cdot C_{ls} - \phi \cdot \rho_{ls} \cdot C_{ls} + \phi \cdot \rho_w \cdot C_w$$

$$\rho_e = C_{ls} \cdot \rho_{ls} + \phi \cdot (\rho_w \cdot C_w - \rho_{ls} \cdot C_{ls})$$

$$\phi = \frac{\rho_e - \rho_{ls} \cdot C_{ls}}{\rho_w \cdot C_w - \rho_{ls} \cdot C_{ls}} \text{ ----- V.5}$$

Iguando V.4 y V.5 se obtiene V.6.

$$\frac{\rho_b - \rho_{1s}}{\rho_w - \rho_{1s}} = \frac{\rho_e - G_{1s} \cdot \rho_{1s}}{\rho_w \cdot G_w - \rho_{1s} \cdot G_{1s}} \quad \text{--- V.6}$$

Sustituyendo valores numéricos en V.6:

$$\frac{\rho_b - 2.71}{1 - 2.71} = \frac{\rho_e - (0.9991)(2.71)}{(1.1101)(1) - (0.9991)(2.71)}$$

$$\frac{\rho_b - 2.71}{-1.71} = \frac{\rho_e - 2.707561}{-1.597461}$$

$$(\rho_b - 2.71)(-1.597461) = (\rho_e - 2.707561)(-1.71)$$

$$\rho_b = \frac{\rho_e(-1.71) + 4.62992931 - 4.32911931}{-1.597461}$$

$$\rho_b = \frac{-1.71 \rho_e + 0.30081}{-1.597461}$$

$$\rho_b = 1.070448668 \rho_e - 0.1883050666$$

$$\rho_b = 1.07 \rho_e - 0.188 \quad \text{----- V.7}$$

La ec. V.7 dice de manera teórica la densidad verdadera de la formación compuesta de caliza conteniendo agua dulce, por lo que una herramienta calibrada así, da como respuesta que  $\rho_b = \rho_{Log}$ , esto es:

$$\rho_{log} = 1.07 \rho_e - 0.188 \quad \text{----- V.7}$$

Pero este resultado cambia cuando en la zona de invasión hay presencia de hidrocarburos, lo que implica una mezcla de hidrocarburos residuales (Srh %) y filtrado de lodo (1-Shr %). Las densidades de los hidrocarburos, en especial el gas, son más bajas que la densidad del agua por lo que para obtener la densidad y porosidad, se deben de hacer algunas correccio-

nes por la presencia de hidrocarburos:

$$\rho_{log} = 1.07 \theta (-C_{ma} \cdot \rho_{ma} + (1 - S_{rh}) C_{mf} \cdot \rho_{mf} + S_{rh} \cdot C_h \cdot \rho_h) + \rho_{ma} \quad \text{---V.7'}$$

$$\rho_{log} = 1.07 \theta C_{ma} \rho_{ma} + 1.07 \theta C_{mf} \rho_{mf} - 1.07 \theta S_{rh} \rho_{mf} C_{mf} + 1.07 \theta S_{rh} C_h \rho_h + \rho_{ma}$$

$$\rho_{log} = \frac{1.07 \theta (\rho_{ma} C_{ma} - \rho_{mf} C_{mf}) + \rho_{ma} + (-1.07 \theta S_{rh} (\rho_{mf} C_{mf} - \rho_h C_h))}{\Delta \rho_b}$$

-----V.8

$$\rho_{log} = \rho_b + \Delta \rho_b \quad \text{---V.8}$$

En la ec. V.8,  $\rho_b$  es la densidad de la formación sin presencia de hidrocarburos, pero al agregar  $\Delta \rho_b$  por la presencia de hidrocarburos,  $\rho_b$  entonces es igual a  $\rho_{bc}$ .

Entonces para obtener la densidad, se debe agregar el término  $\Delta \rho_b$  como una variación de la densidad causada por los hidrocarburos, ya que la densidad obtenida en el registro, será diferente a la real, la ecuación que relaciona las densidades es:

$$\rho_{log} = \rho_{bc} + \Delta \rho_b$$

Donde:  $\rho_{log}$ : densidad leída en el registro FDC

$\rho_{bc}$ : densidad corregida por hidrocarburos

$\rho_{bc} = \rho_{log} - \Delta \rho_b$  Densidad corregida por efecto de hidrocarburos residuales.

$$\text{Donde: } \Delta \rho_b = -1.07 \theta \cdot S_{rh} \cdot (\rho_{mf} C_{mf} - \rho_h C_h) \quad \text{---V.9}$$

$\theta$  : Porosidad.

Srh: saturación de hidrocarburos en la zona barrida

Cmf: coeficiente de densidad electrónica para el filtrado de lodo.

$\rho_{mf}$ : densidad del filtrado de lodo

$C_h$ : coeficiente de densidad electrónica para hidrocarburos

$\rho_h$ : Densidad de los hidrocarburos

Tomando en cuenta que la salinidad del lodo produce un efecto sobre su misma densidad y considerando un lodo salado (NaCl), donde la salinidad del filtrado se dá en función del parámetro P :

$$P = \frac{\text{concentración de sal (ppm)}}{1'000,000}$$

Se establecen las siguientes fórmulas de aproximación:

$$\left. \begin{aligned} \beta &= 1 - 0.4P \text{ índice de hidrógeno en el filtrado de lodo.} \\ \rho_{mf} &= 1 + 0.7P \text{ densidad del filtrado de lodo} \\ C_{mf} \rho_{mf} &= 1.11 + 0.65P \text{ densidad electrónica del filtrado de lodo} \end{aligned} \right\} \text{--V.9'}$$

Para densidades  $\rho_h \leq 0.25$  entonces se tiene prácticamente gas y:

$$C_h \rho_h = 1.4 \rho_h$$

Retornando a la ecuación V.9 y ordenándola en los términos ahora definidos y cuando se tiene la presencia de gas:



$$\Delta P_b = -1.07 \phi S_{rh}(1.11 + 0.65P - 1.24 P_h) - - - v(9'')$$

Ahora para densidades:  $0.25 \leq P_h \leq 0.9$  entonces se tiene aceite y:

$$C_h P_h = 1.11 P_h + 0.03$$

Tomando la ecuación (9) y considerando la presencia de aceite:

$$\Delta P_b = -1.07 \phi S_{rh}(1.11 + 0.65P - 1.11 P_h - 0.03)$$

$$\Delta P_b = -1.07 \phi S_{rh}(1.11(1 - P_h) + 0.65P - 0.03) - - - - - v(9''')$$

La aplicación de los  $\Delta P_b$  es correctamente utilizada - cuando se conoce la densidad de los hidrocarburos y - su saturación residual, la figura V.7 es la solución - a dichas ecuaciones.

Para la determinación de la POROSIDAD, se tendrán los mismos casos anteriores (aceite y gas).

Como se trabaja en formaciones porosas:

$$P_{log} = \phi \cdot P_f + (1 - \phi) \cdot P_{ma} - - - (V.10)$$

Pero:

$P_f = P_h S_{rh} + S_{xo} P_{mf}$  es la densidad del fluido - ( $P_f$ ) en la zona barrida y es una mezcla de hidrocarburos y filtrado de lodo.

$$P_{ma} = \sum_1^n V_n P_{man} \text{ densidad de la matriz}$$

$$S_{rh} + S_{xo} = 1$$

$$\phi + \sum_1^n V_n = 1$$

EFFECTO DE LOS HIDROCARBUROS SOBRE EL REGISTRO FDC

NOMOGRAMA  $\Delta \rho_b$

EJEMPLO {
   
 POROSIDAD VERDADERA 21%
   
 DENSIDAD DEL HIDROCARBURO  $\rho = 0.8$ 
  
 SATURACION RESIDUAL DE HIDROCARBUROS  $S_{rr} = 78\%$ 
  
 SALINIDAD DEL FILTRADO DE LODO 180 000 PPM }  $\Delta \rho_b = -0.08$

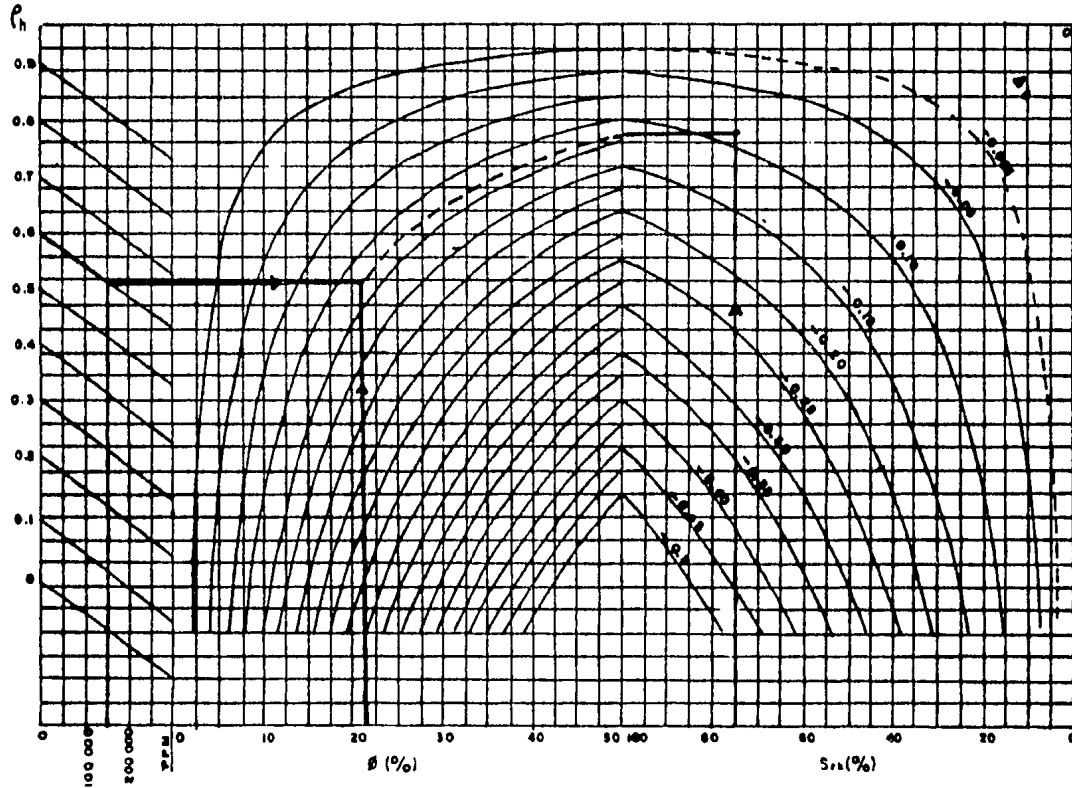


FIG. V.7

Donde:  $S_{xo}$  = saturación de agua en la zona barrida  
 $V_n$  = porcentaje volumétrico de la matriz

Ordenando la ecuación (V.10) en términos de  $\phi$ :

$$\rho_{log} = \phi \cdot \rho_f + \rho_{ma} - \phi \cdot \rho_{ma}$$

$$\phi \cdot \rho_{ma} - \phi \cdot \rho_f = \rho_{ma} - \rho_{log}$$

$$\phi \text{ aparente} = \frac{\rho_{ma} - \rho_{log}}{\rho_{ma} - \rho_{mf}} \quad \text{----- V.11}$$

Donde:  $\rho_{log}$ : densidad leída  
 $\rho_{ma}$ : densidad de la matriz que se considere  
 $\rho_{mf}$ : densidad del fluido

La figura V.8 da la solución a la ecuación V.11. Es de notar que la curva de porosidad que da el registro está referida a una sola matriz y es calculada por el equipo en superficie. La curva de porosidad aparente en el registro, sólo será válida en aquellas zonas - donde la formación es igual a la matriz considerada - en el cálculo. Esto quiere decir, que esta curva de porosidad reportada en el registro, sólo da una idea de la porosidad aparente más no es válida para todo - el registro de densidad.

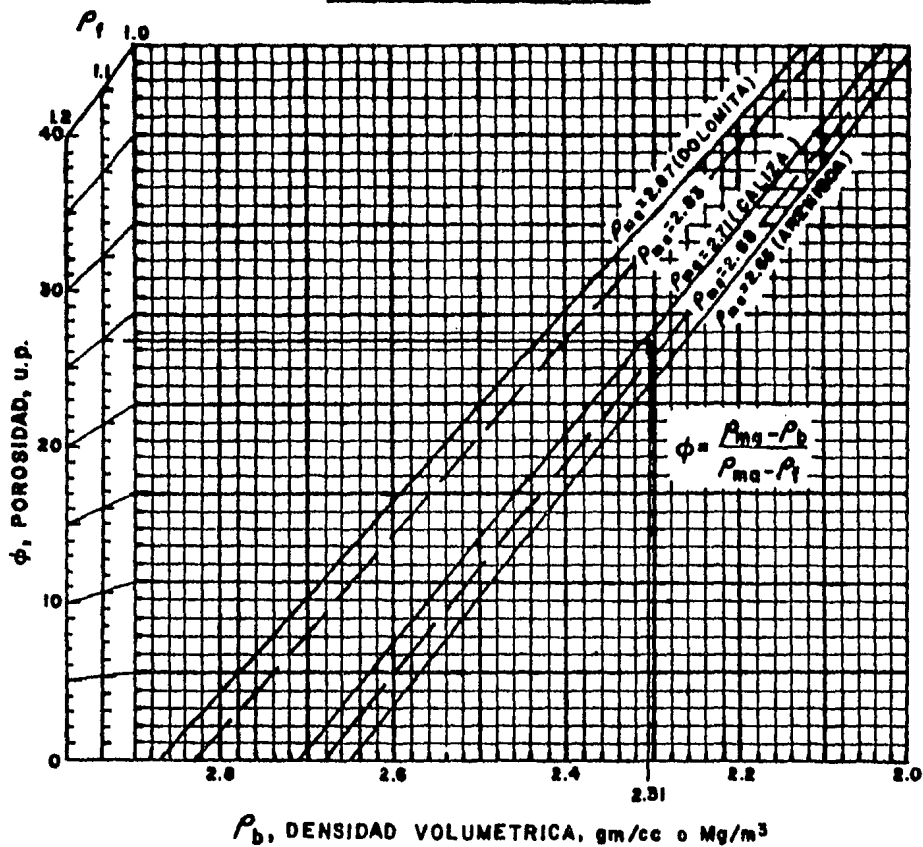
Retornando al caso de determinar la porosidad verdadera, la ecuación que relaciona las porosidades es:

$$\phi \text{ aparente} = \phi + \Delta \phi_D$$

Ahora suponiendo que las formaciones tienen hidrocarburos, de la ecuación (V.7') se tiene:

$$\rho_{log} = 1.07\phi(-C_{ma} \rho_{ma} + (1-S_{rh})C_{mf} \rho_{mf} + S_{rh} \cdot C_h \cdot \rho_h) + \rho_{ma} \text{---(V.7')}$$

## DETERMINACION DE LA POROSIDAD A PARTIR DEL FDC



EJEMPLO:  $\rho_b = 2.31 \text{ Mg/m}^3$  (EN CALIZA)

$\rho_{ma} = 2.71$  (CALIZA)

$\rho_f = 1.1$  (LODO SALADO)

SOLUCION:  $\phi_0 = 25 \text{ u.p.}$

Y Sustituyendo (V.7') en V.11:

$$\theta \text{ aparente} = \frac{\rho_{ma} + 1.07\theta (G_{ma} \rho_{ma} - (1 - S_{rh}) G_{mf} \rho_{mf} - S_{rh} C_h \rho_h) - \rho_{ma}}{\rho_{ma} - \rho_{mf}}$$

$$\theta \text{ apar.} = \frac{1.07\theta \rho_{ma} G_{ma} - 1.07\theta G_{mf} C_{mf} + 1.07\theta S_{rh} G_{mf} \rho_{mf} - 1.07\theta S_{rh} C_h \rho_h}{\rho_{ma} - \rho_{mf}}$$

$$\theta_{AP} = \underbrace{\frac{1.07\theta (G_{ma} \rho_{ma} - G_{mf} \rho_{mf})}{\rho_{ma} - \rho_{mf}}}_{\theta} + \underbrace{\frac{1.07\theta S_{rh} (G_{mf} \rho_{mf} - \rho_h C_h)}{\rho_{ma} - \rho_{mf}}}_{\Delta\theta_D} \quad (V.12)$$

$\Delta\theta_D$  es la corrección existente por la presencia de hidrocarburos

$$\theta_{AP} = \theta + \Delta\theta_D$$

$$\theta \text{ Verdadera} = \theta_{AP} - \Delta\theta_D \quad \text{--- -- -- -- (V.13)}$$

Simplificando  $\Delta\theta_D$  de la Ecuación (V.12) con valores numéricos - de las Ec. (V.9')

Se obtiene:

Para la presencia de gas:

$$\Delta\theta_D = \frac{1.07 \theta S_{rh} [1.11 + 0.65P - 1.24 \rho_h]}{\rho_{ma} - 1 - 0.7P}$$

$$\Delta\theta_D = \frac{1.07\theta S_{rh} [1.11 + 0.6P - 1.24 \rho_h]}{\rho_{ma} - 1 - 0.7P}$$

Para la presencia de aceite

$$\Delta\theta_D = \frac{1.07\theta S_{rh} [1.11 + 0.65P - 1.11 \rho_h - 0.03]}{\rho_{ma} - 1 - 0.7P}$$

$$\Delta\theta_D = \frac{1.07\theta S_{rh} [1.11(1 - \rho_h) + 0.65P - 0.03]}{\rho_{ma} - 1 - 0.7P}$$

Otras aplicaciones:

- 1.- Puede ser de ayuda en interpretación de medidas de gravedad y asociándolo con la velocidad del sonido en las formaciones de diferentes densida-

des permite una interpretación de perfiles sísmicos que pasan por el agujero.

- 2.- Porosidad calculada, si la densidad de la matriz y el fluido son conocidas o en la combinación con el registro de neutrones.
- 3.- En el estudio de la evolución vertical de densidades de lutita y arena contra la profundidad es usada en el estudio de compactación.
- 4.- La densidad se usa en la definición de electrofacies.
- 5.- La curva de densidad puede ser usada para correlación de facies.

d) .-INTERPRETACION DEL REGISTRO EPITERMICO DE PARED  
(SNP)

1.- Interpretación Cualitativa

Es utilizado en la determinación de zonas con gas, mediante la comparación con la curva del Registro FDC (cuando se toman juntos), figura V.9.

También es utilizado en la determinación de litologías complejas, utilizando los nomogramas de las figuras V.11, V.12, V.13 y V.14.

Se hace la observación que estos nomogramas están contruidos en su eje de las abscisas para una porosidad de caliza aparente. En caso que el Registro se haya tomado con otro tipo de litología, entonces se debe corregir por medio de la gráfica V.10, es decir, pasar la porosidad obtenida del Registro con otra litología a porosidad de caliza aparente y, a partir de allí, ya se puede entrar a los nomogramas siguientes (figuras V.11, V.12, V.13- y V.14).

Los nomogramas de las figuras V.11 y V.12 son para obtener la litología y la porosidad con ayuda del Registro de Densidad (FDC). La diferencia entre estos nomogramas, es que el primero es para un fluido de densidad igual a 1.0 y el segundo para un fluido de densidad igual a 1.1.

Los nomogramas de las figuras V.13 y V.14 tie

nen la misma finalidad que los anteriores, la diferencia es que aquí el Registro de ayuda es el Registro Sónico de Porosidad (BHC). El primer nomograma, está construido para un tiempo de tránsito de 189 us/ft (sistema inglés) y el segundo de 620 us/m (sistema métrico).

2.- Interpretación Cuantitativa

El objetivo es la obtención de la porosidad y otros parámetros de la formación, mediante la combinación con otros registros utilizando juegos de programas de computación.

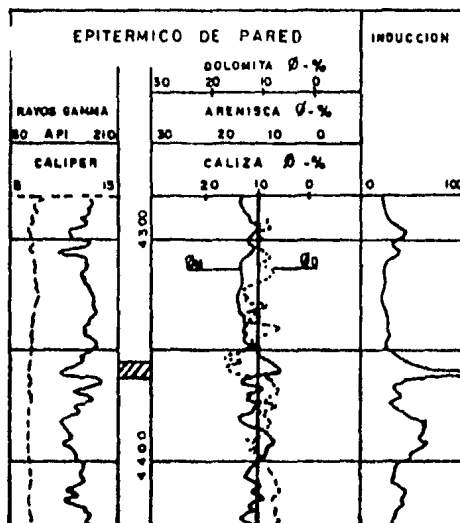
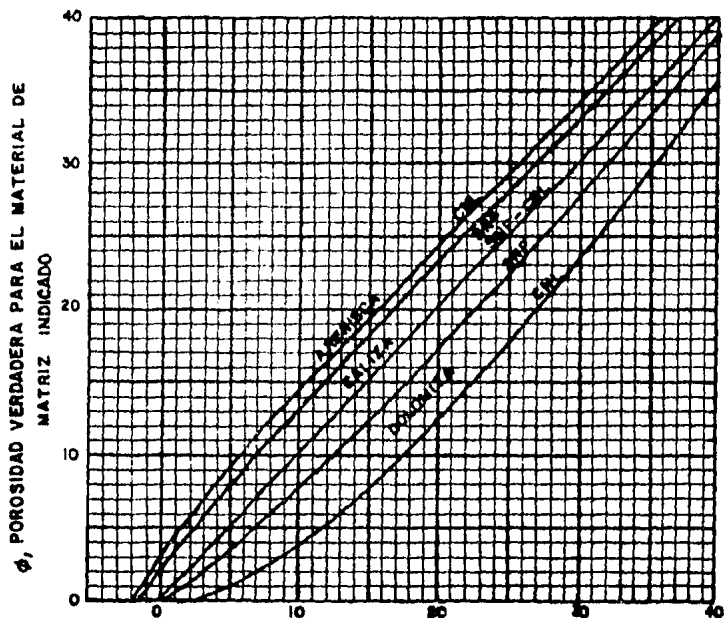


FIG. V. 9



# CURVAS DE EQUIVALENCIA SNP Y CNL



$(P_{SNP})_{cor}$  con INDICE DE POROSIDAD DEL NEUTRON (CALIZA), u.p.

$(P_{CNL})_{cor}$  con INDICE DE POROSIDAD DEL NEUTRON (CALIZA), u.p.

$(P_{SNP})_{cor}$ , u.p.

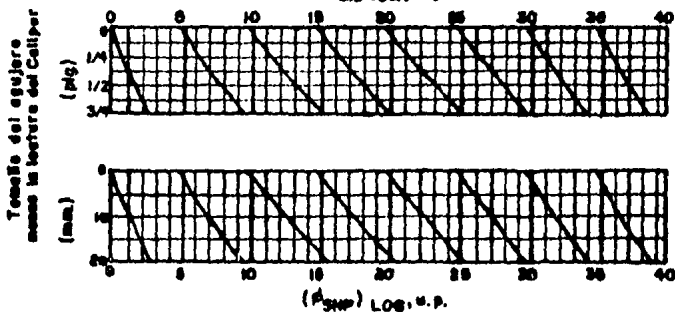


Fig. V. 10



**DETERMINACION DE LA POROSIDAD Y LITOLOGIA  
A PARTIR DEL SNP - FDC  
AGUA SALADA, AGUJERO SATURADO**

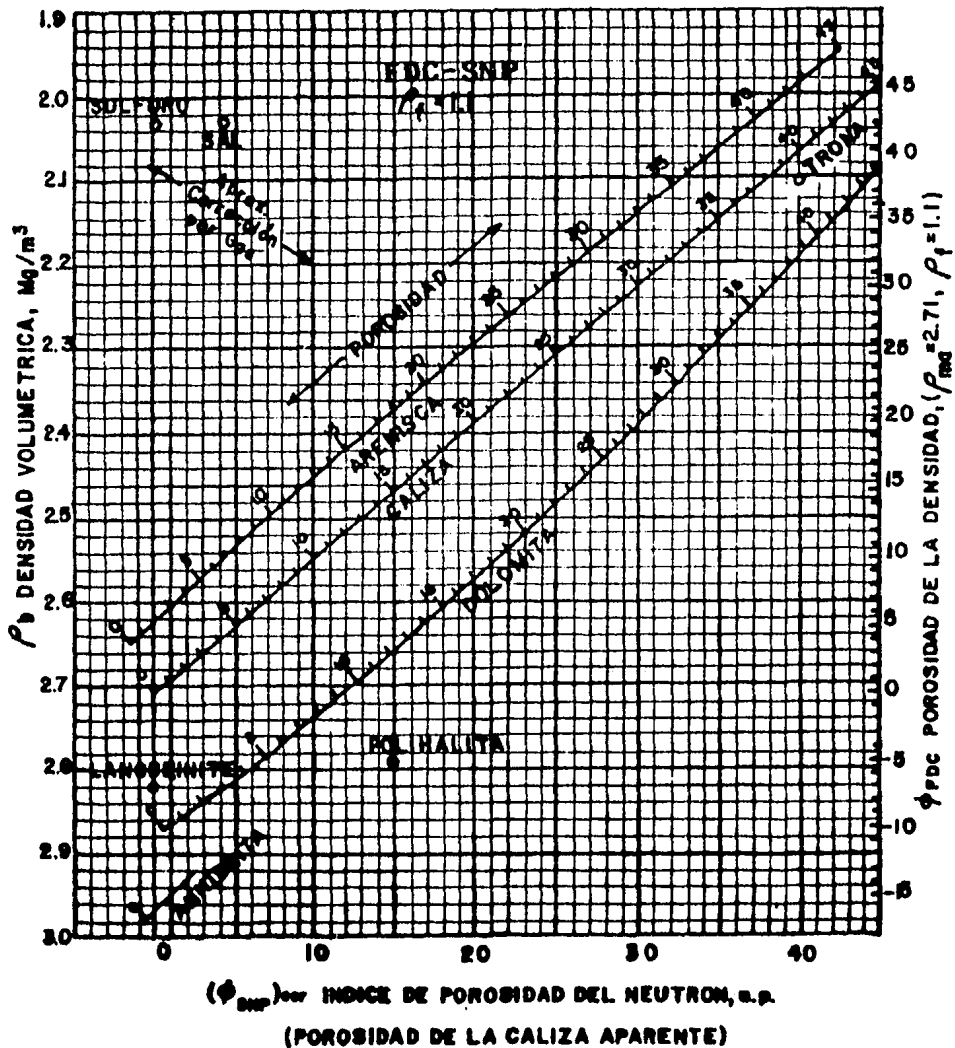


Fig. V.12

# DETERMINACION DE LA POROSIDAD Y LITOLOGIA A PARTIR DEL SNP-BHC

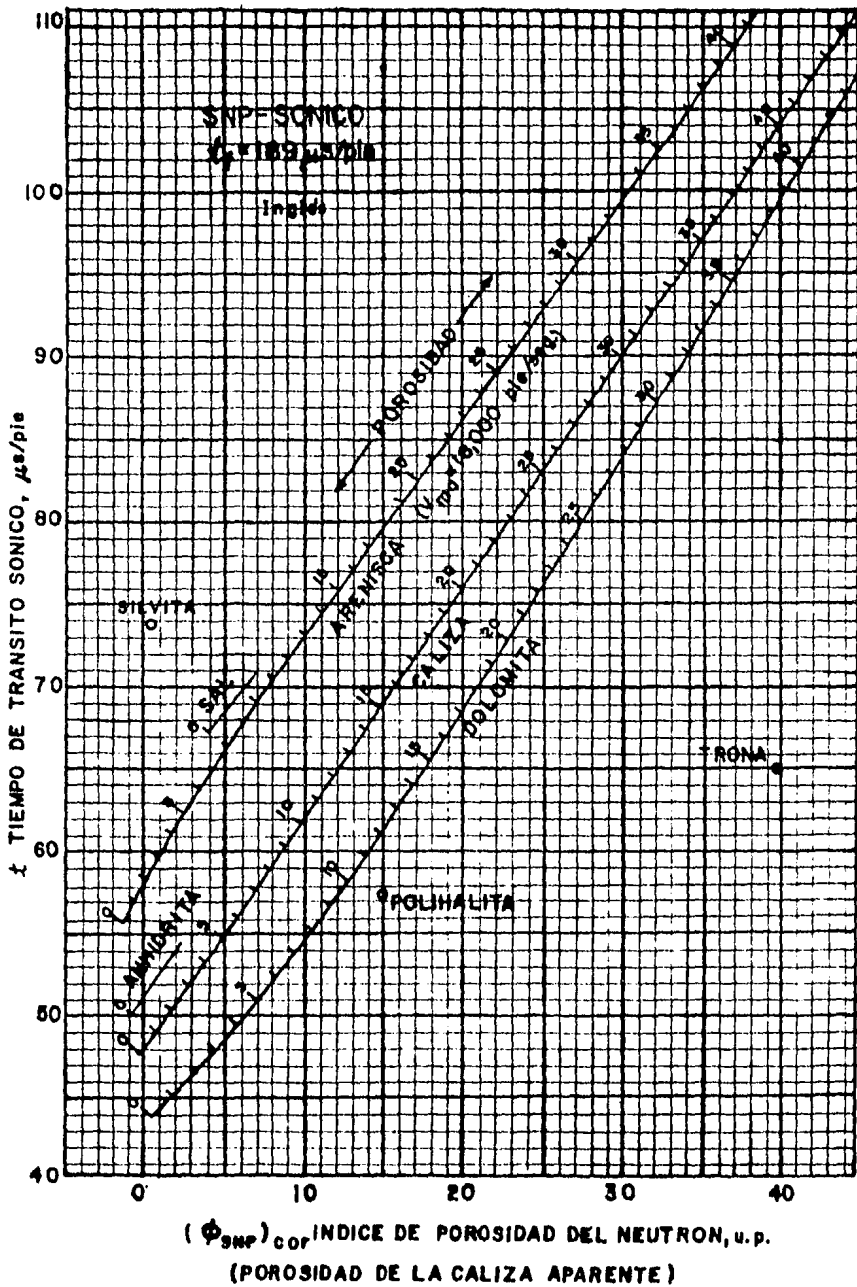


Fig.V.13

# DETERMINACION DE LA POROSIDAD Y LITOLOGIA A PARTIR DEL SNP-BHC

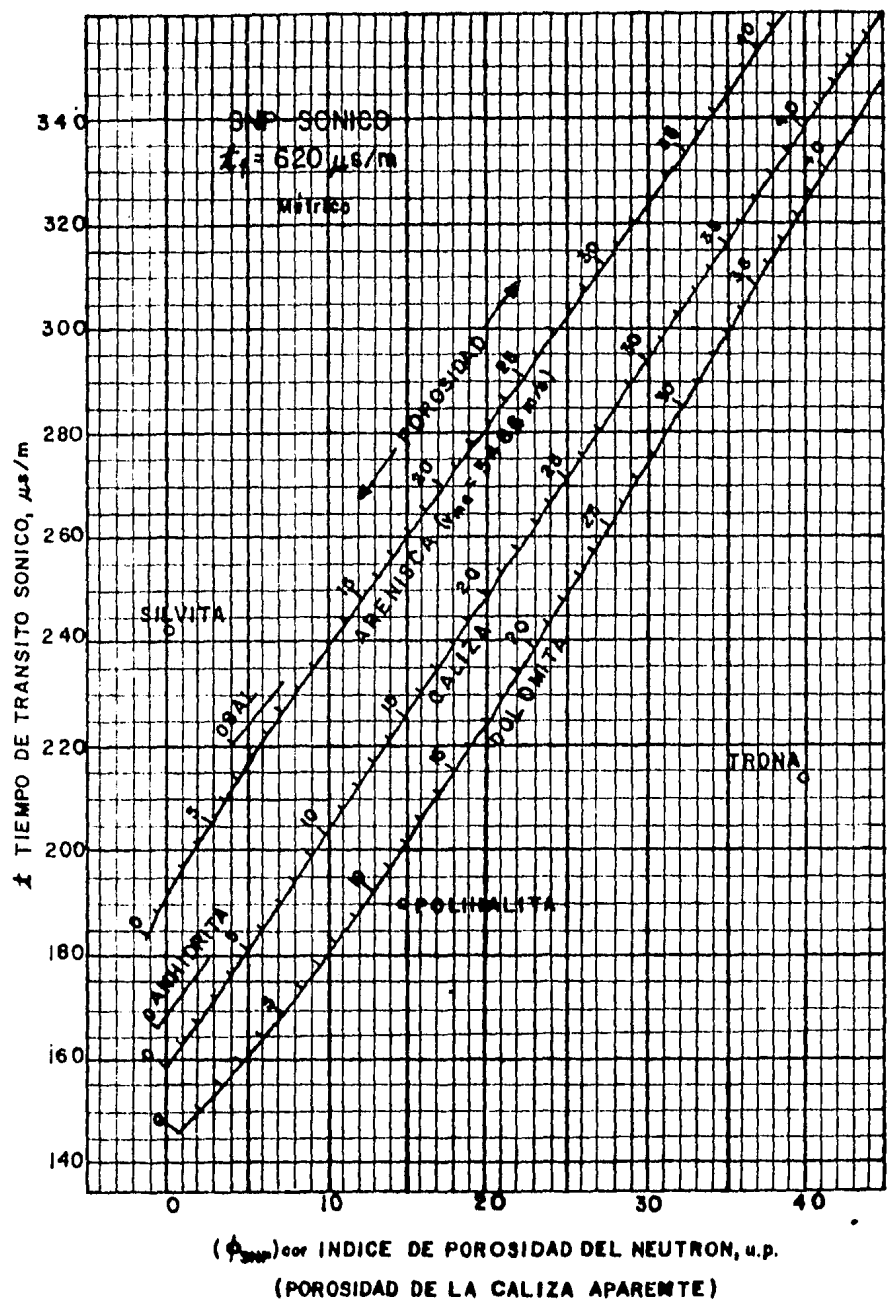


Fig. V.14

e).-INTERPRETACION DEL REGISTRO DE NEUTRON COMPENSADO (CNL)

1.- Interpretación Cualitativa:

Se emplea principalmente en combinación con el FDC en la detección de zonas con gas, ya que las porosidades aparentes leídas del neutrón y del de densidad, son opuestas (figura V.15). Esto se debe a que los átomos en los gases se encuentran dispersos, por lo que muchos neutrones no son frenados en el medio y llegan a los detectores. De aquí que la herramienta "verá" poca porosidad y la registrará.

2.- Interpretación Cuantitativa

Es utilizado para la obtención de la porosidad, determinación de la litología y porosidad secundaria.

Por tener una profundidad de investigación mayor que el de densidad, puede ser usado en la determinación de la fracción de lutita. La porosidad obtenida del CNL-FDC es poco más exacta que si se obtuviera de otros registros.

Para la determinación de litología al igual que el SNP, el CNL se combina con el FDC. En el caso que en esta combinación se obtengan porosidades casi iguales ( $\rho_D \approx \rho_N$ ), se cae en una ambigüedad (es caliza o arenisca?) que solo la puede resolver el registro GR y/o BHC.

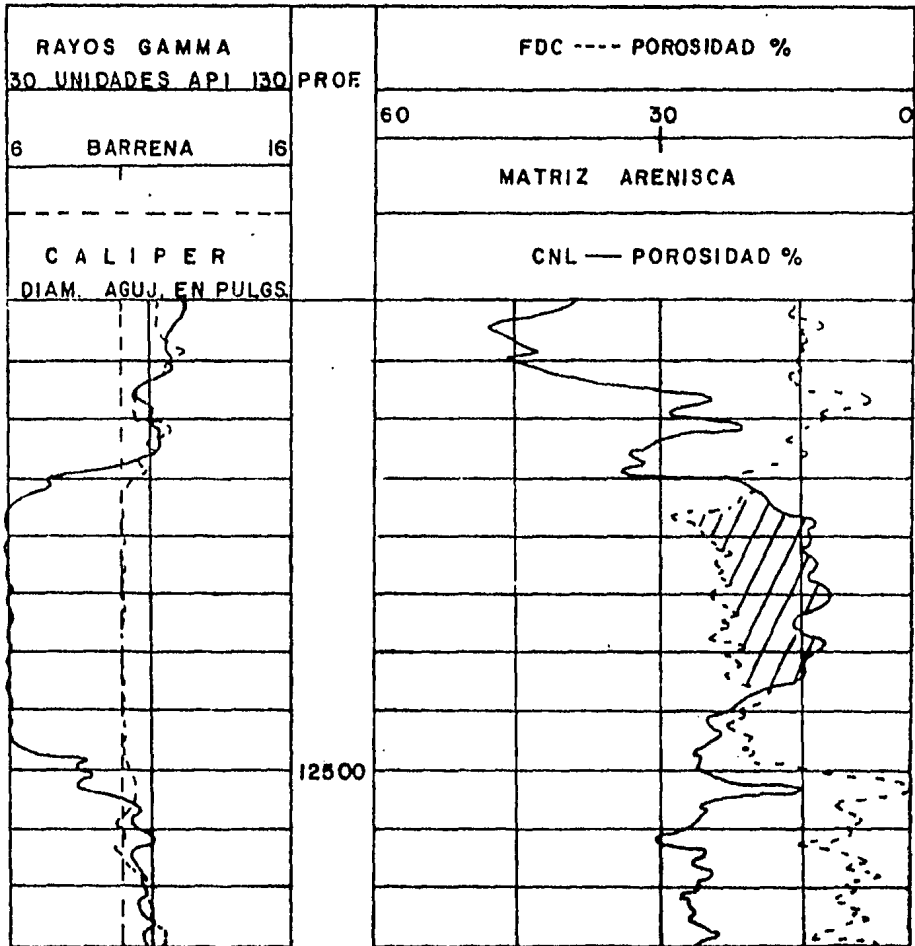


FIG. V.15

En casos convenientes el CNL en agujero reves  
tido, puede ser combinado con los datos de -  
agujero abierto para la determinación de gas,  
litología y porosidad imprevista.

Dentro de la interpretación cuantitativa o -  
evaluación correcta de la porosidad, es de vi  
tal importancia tomar en cuenta los efectos -  
que producen los hidrocarburos residuales. -  
Por lo general se dice que éstos no afectan a  
los Registros de Pozos en la zona invadida y  
por lo tanto, se asume que el volúmen investigi  
gado es completamente filtrado de lodo.

Como se sabe, el frenado de neutrones se debe  
principalmente a los núcleos de hidrógeno con  
tenidos en el volúmen de investigación, es de  
cir, depende del índice de Hidrógeno (IH) que  
es la cantidad de hidrógeno por unidad de vo-  
lúmen de formación cercana al agujero.

Cuando se encuentran formaciones con agua lim  
pia, la lectura del neutrón es directamente -  
la porosidad verdadera. En algunos aceites,  
la concentración de Hidrógeno va a ser prácti  
camente la misma que en agua, pero en gas o -  
aceites ligeros la concentración de Hidrógeno  
baja un poco. La presencia de gas o aceite -  
ligero de la formación cercana al agujero, va  
a provocar un pequeño efecto en la lectura -  
del neutrón.

La lectura de la porosidad del CNL calibrado



en formaciones de agua dulce es:

$$\theta_L = \beta [ \alpha \text{Sr}_h + \beta (1-\text{Sr}_h) ] \text{----- V.13}$$

Donde:

Sr<sub>h</sub>: saturación residual de hidrocarburos en la zona invadida

β: Índice de hidrógeno del filtrado de lodo = 1-0.4P

El I<sub>H</sub> del agua dulce = 1

α: Índice de Hidrógeno de los hidrocarburos

P: Salinidad: Concentración (PPM) NaCl/1'000,000

$$\theta_L = \beta [ \frac{\alpha}{\beta} \text{Sr}_h + 1 - \text{Sr}_h ] \text{--- V.14}$$

α está dado por:

$$\alpha = 9 \cdot \rho_h \cdot \eta_H \text{----- V.15}$$

Donde η<sub>H</sub> es la proporción de hidrógeno por peso de los hidrocarburos y se ha obtenido una fórmula empírica para este parámetro asumiendo componentes pesadas en los hidrocarburos de densidad igual a 0.9.

$$\eta_H \approx 0.15 + \frac{(0.9 - \rho_h)^2}{5} \text{--V.16}$$

Eliminando η<sub>H</sub> de V.15 y V.16, se obtiene α en función de ρ<sub>h</sub>:

$$\alpha = 9 \cdot \rho_h [ 0.15 + 0.2(0.9 - \rho_h)^2 ] \text{-----V.17}$$

Cuya solución gráfica es la figura V.16

Se han encontrado relaciones prácticas para hallar el valor de α como son las siguientes:

K  
L.M.

RELACION ENTRE LA DENSIDAD DE LOS HIDROCARBUROS Y SU INDICE DE HIDROGENO

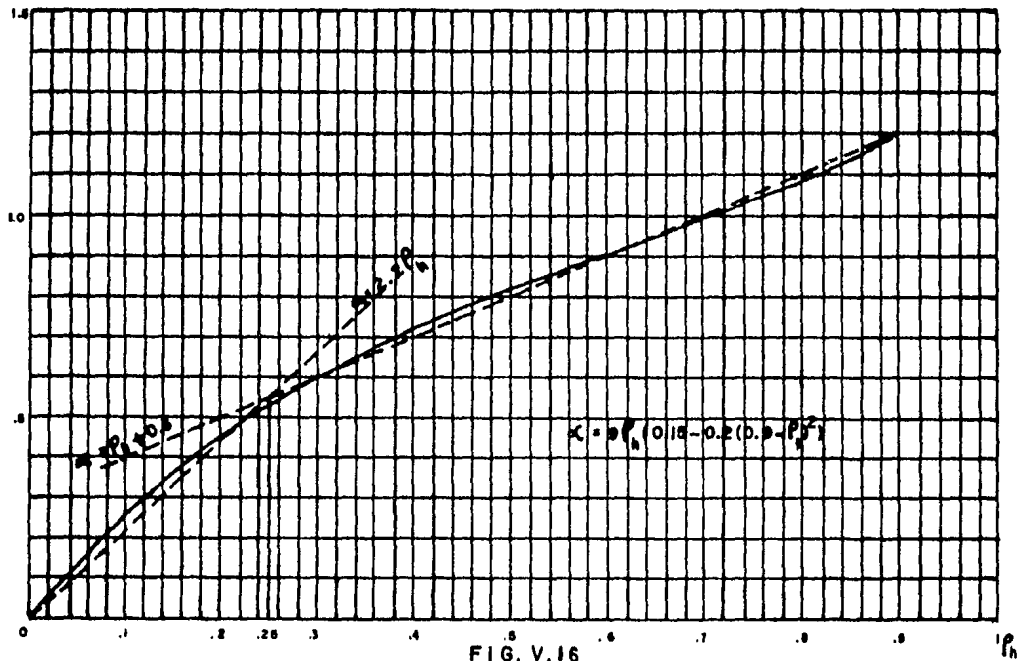


FIG. V.16

Si  $0.25 \leq \rho_h \leq 0.9$ , entonces es prácticamente aceite y una ecuación de relación es:

$$\alpha \approx \rho_h + 0.30 \text{ ----- V.18}$$

Si  $\rho_h \leq 0.25$  es prácticamente gas y la ecuación de relación es:  $\alpha \approx 2.2 \cdot \rho_h \text{ ----- V.19}$

En intervalos que contienen hidrocarburos residuales, es lógico pensar que la  $\phi_N$  (porosidad aparente) va a ser menor que la porosidad verdadera ( $\phi$ ).

$$\phi_N = \phi + \Delta\phi_N \text{ ----- V.20}$$

El valor del incremento  $\Delta\phi_N$  se encuentra al combinar las ecuaciones V.14, V.18, ó V.19 y V.20 y se obtiene para aceite:

$$\Delta\phi_N = \phi \operatorname{srh} \frac{\rho_h - 0.7 + 0.4P}{1 - 0.4P} \text{ ----- V.21}$$

Para gas:

$$\Delta\phi_N = \phi \operatorname{srh} \frac{2.2 \cdot \rho_h - 1 + 0.4P}{1 - 0.4P} \text{ ----- V.22}$$

(Demostración última hoja de este registro)

La figura V.17, es la solución gráfica a estas compensaciones (V.21 y V.22), esta gráfica es correctamente aplicada cuando se conocen  $\rho_h$ ,  $\operatorname{srh}$ ,  $\phi$  y  $P$ .

En la aplicación se emplean las figuras V.18 y figura V.19 para arenas limpias que contienen hidrocarburos de  $\rho_h$  conocida (gas o aceite) y de ahí se pueden aproximar algunos parámetros como son  $\operatorname{Srh}$ ,  $\operatorname{Srg}$ ,  $\phi$ .

EJEMPLO { POROSIDAD VERDADERA  $\phi = 20\%$   
 DENSIDAD DEL HIDROCARBURO  $\rho_h = 0.7$   
 SATURACION RESIDUAL DE HIDROCARBUROS  $S = 60\%$  }  $\Delta \phi_N = -0.3\%$   
 SALINIDAD DEL FILTRADO 200 000 PPM  
 POROSIDAD LEIDA  $\phi_N = 20 - 0.3 = 19.7\%$

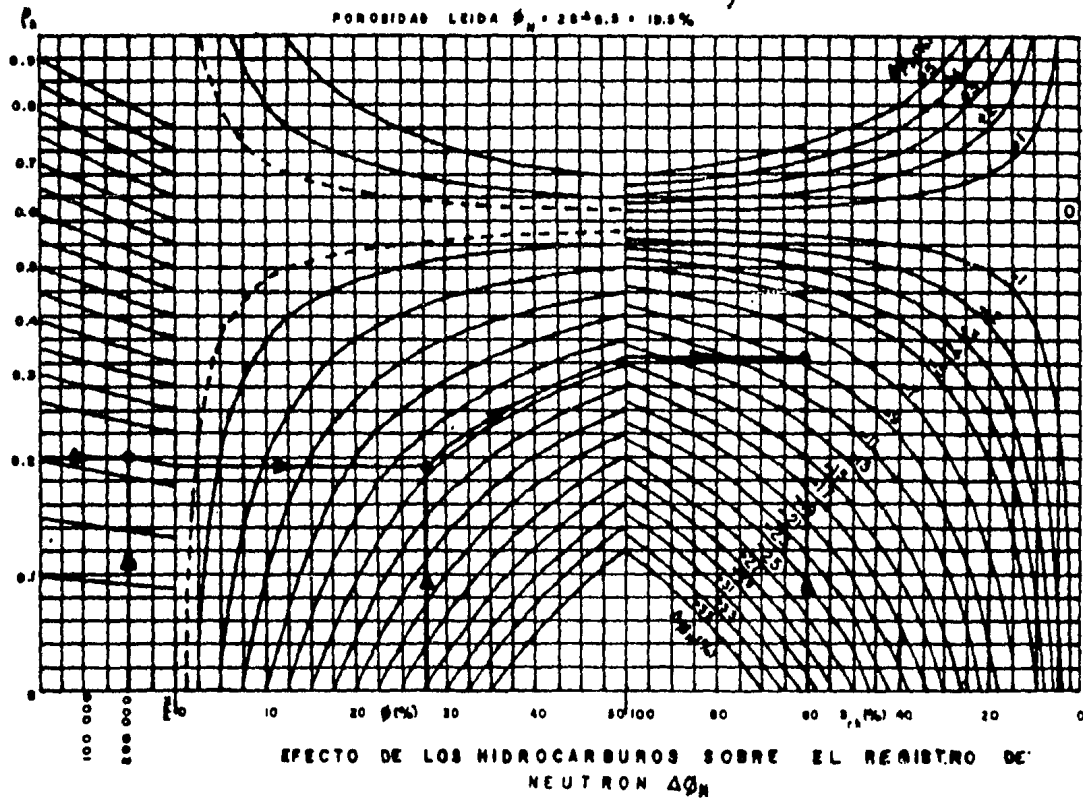


FIG. V.17

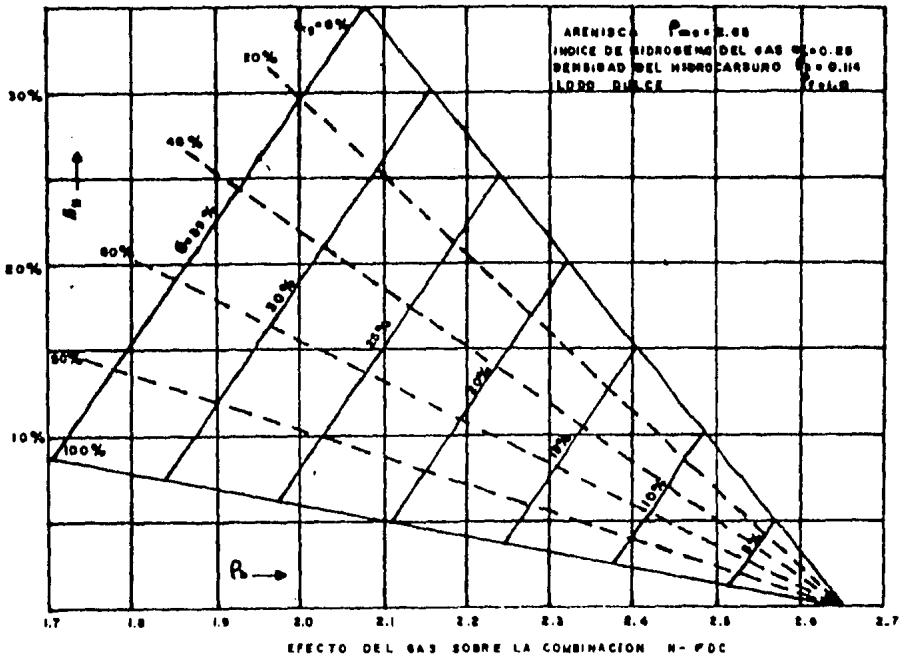


FIG. V.18

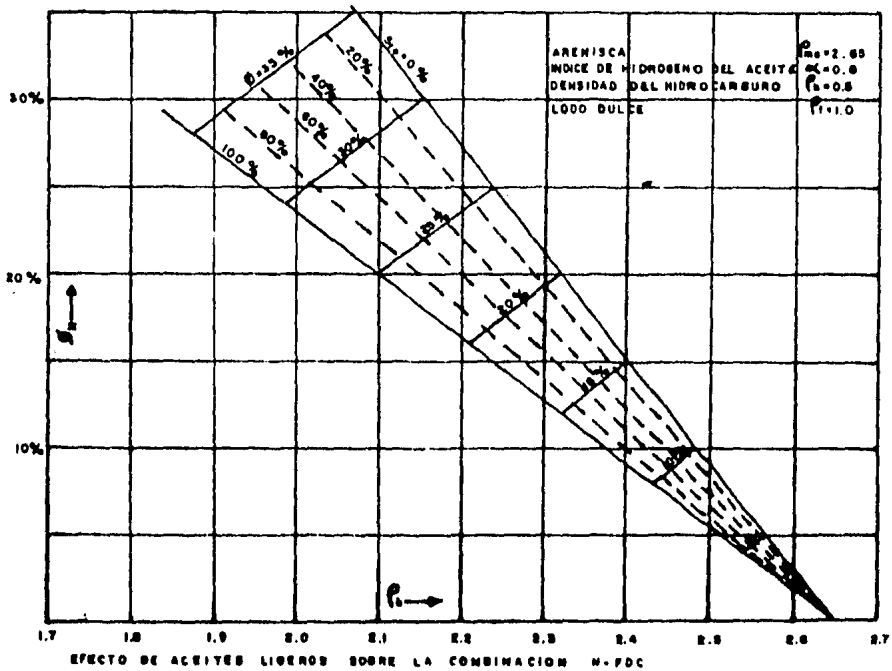


FIG. V.19

En el caso de no conocer  $\rho_h$ , se pueden tomar relaciones empíricas para calcular  $\rho_h$  expresada en función de Srh:

Para aceite:

$$\rho_h = \frac{0.70(1+\theta)Srh - (1-\theta)}{(1+0.72\theta)Srh} \text{ ----V.23}$$

Para Gas:

$$\rho_h = \frac{(1+0.72\theta)Srh - (1-\theta)}{(2.2+0.80\theta)Srh} = \text{--V.24}$$

Donde:

$$\theta = \rho_N / \rho_D$$

En el caso de arenas limpias que contienen hidrocarburos de  $\rho_h$  desconocida, una buena aproximación de la porosidad sin tomar en cuenta la densidad de los hidrocarburos ( $\rho_h$ ) es:

$$\rho^2 = \frac{\rho_N^2 + \rho_D^2}{2(1+0.12\text{ Srh})^2 (1+0.5\text{ Srh})^2} \text{ ---- V.25}$$

La figura V.20 resuelve completamente el proceso anterior.

Para el caso de determinar litologías complejas, el uso de los nomogramas de las figuras V,21 A ( $\rho_{CNL} - \rho_b$ ), V,21 B ( $\rho_{CNL} - \rho_b$ ), V.21 C ( $\rho_{CNL} - \Delta t$ ) son los adecuados a utilizar. Se repite la observación al igual que en el registro SNP, las  $\rho_{CNL}$  de estas últimas gráficas están referidas a la caliza aparente. En caso de no ser caliza la matriz utilizada en el cálculo, es necesario utilizar la figura -

V.10 para realizar el cambio.

Ejemplo: si se tiene una  $\phi_N=26\%$  y  $\rho_b=2.34$  y un lodo dulce ( $P=0$ ) se utiliza la figura V.21A que va a indicar una porosidad de 24 % y una litología probable de 68% caliza y 32% dolomita - con una densidad de grano de 2.76. Si la formación contiene hidrocarburos, las lecturas del neutrón y densidad serán afectadas. Asumiendo una  $\rho_h=0.55$  y  $S_{rh}=40\%$ , entonces de la ecuación V.21:

$$\Delta\phi_N = (0.24)(0.40)(0.55-0.7)=-0.0144$$

De la Ecuación V.20:

$$\phi_N = \phi + \Delta\phi_N$$

Despejando:

$$\phi = \phi_N - \Delta\phi_N = 0.26+0.0144 = 0.2744$$

ó  $\phi = 27.44\%$  (Porosidad verdadera)

Del registro de densidad, de la Ecuación V.9":

$$\rho_b = -1.07(0.24)(0.40)(0.4995-0.033)=-0.0479$$

De la ecuación V.8:

$$\rho_{log} = \rho_b + \Delta\rho_b$$

Despejando:

$$\rho_b = \rho_{log} - \Delta\rho_b$$

$$\rho_b = 2.34 + 0.0479 = 2.38$$

Y se entra en la gráfica V.21 B, se entra con  $\phi_N=27.44\%$  y  $b=2.38$  g/cc dando el punto de in-

tersección, una litología probable de 60% Dolomita y 40% Caliza con una porosidad de 23.7% y una densidad de grano 2.8 g/cc.

Debido al efecto de los hidrocarburos residuales, la porosidad estimada tiene una pequeña variación y la densidad del grano si sufre también un cambio ligero de 2.76 a 2.80 g/cc. En bajas porosidades el efecto de los hidrocarburos puede ser insignificante.

En conclusión, en formaciones con hidrocarburos ligeros con un rango de porosidad media a alta, los hidrocarburos residuales no tienen mucho efecto sobre la determinación de la porosidad, pero se deben realizar las correcciones necesarias. La corrección por hidrocarburos residuales es hecha solamente si se conoce  $f_h$  y  $R_{xo}$  para dar un valor aproximado de  $S_{rh}$ .

Demostración de las Ecuaciones V.21 y V.22

Tomando las ecuaciones:

$$\phi_L = \phi \left[ \frac{\alpha}{\beta} S_{rh} + 1 - S_{rh} \right] \text{ ----- V.14}$$

$$\alpha \approx f_h + 0.30 \text{ -----V.18} \quad \text{caso aceite}$$

$$\alpha \approx 2.2 f_h \text{ -----V.19} \quad \text{caso gas}$$

$$\phi_N = \phi + \Delta \phi_N \text{ -----V.20}$$

$$\beta = 1 - 0.4P \text{ -----V.9'}$$

Caso aceite:

Sustituyendo v.18, V.9' en V.14

$$\phi_L = \phi \left[ \frac{f_h + 0.30}{1 - 0.4P} S_{rh} + 1 - S_{rh} \right]$$



$$\theta_L = \theta \left[ \frac{(\rho h + 0.30) \text{Sr}h + 1 - 0.4P - \text{Sr}h(1 - 0.4P)}{1 - 0.4P} \right]$$

$$\theta_L = \theta \left[ \frac{\text{Sr}h (\rho h + 0.30 \text{Sr}h + 1 - 0.4P - \text{Sr}h + 0.4P \text{Sr}h)}{1 - 0.4P} \right]$$

$$\theta_L = \theta \left[ \frac{(\rho h \text{Sr}h - 0.7 \text{Sr}h + 0.4P \text{Sr}h + 1 - 0.4P)}{1 - 0.4P} \right]$$

$$\theta_L = \theta \left[ \frac{\text{Sr}h (\rho h - 0.7 + 0.4P)}{1 - 0.4P} + 1 \right] \text{----- A}$$

De V.20:

$$\theta_N = \theta + \Delta\theta_N$$

$$\Delta\theta_N = \theta_N - \theta \text{-----V.20'}$$

Sustituyendo A en V.20'

$$\theta_N = \theta [X + 1] - \theta$$

$$\theta_N = \theta X + \theta - \theta$$

$$\theta_N = \theta X$$

$$\theta_N = \theta \text{Sr}h \frac{(\rho h - 0.7 + 0.4P)}{1 - 0.4P}$$

Caso gas:

$$\theta_L = \theta \left[ \frac{2.2 (\rho h) \cdot \text{Sr}h + 1 - \text{Sr}h}{1 - 0.4P} \right]$$

$$\theta_L = \theta \left[ \frac{2.2 (\rho h \text{Sr}h + 1 - 0.4P - \text{Sr}h(1 - 0.4P))}{1 - 0.4P} \right]$$

$$\theta_L = \theta \left[ \frac{2.2 (\rho h \text{Sr}h - \text{Sr}h + 0.4P \text{Sr}h + 1 - 0.4P)}{1 - 0.4P} \right]$$

$$\theta_L = \theta \left[ \frac{\text{Sr}h (2.2 (\rho h - 1 + 0.4P))}{1 - 0.4P} + 1 \right] \text{----- B}$$

Sustituyendo B en V.20'

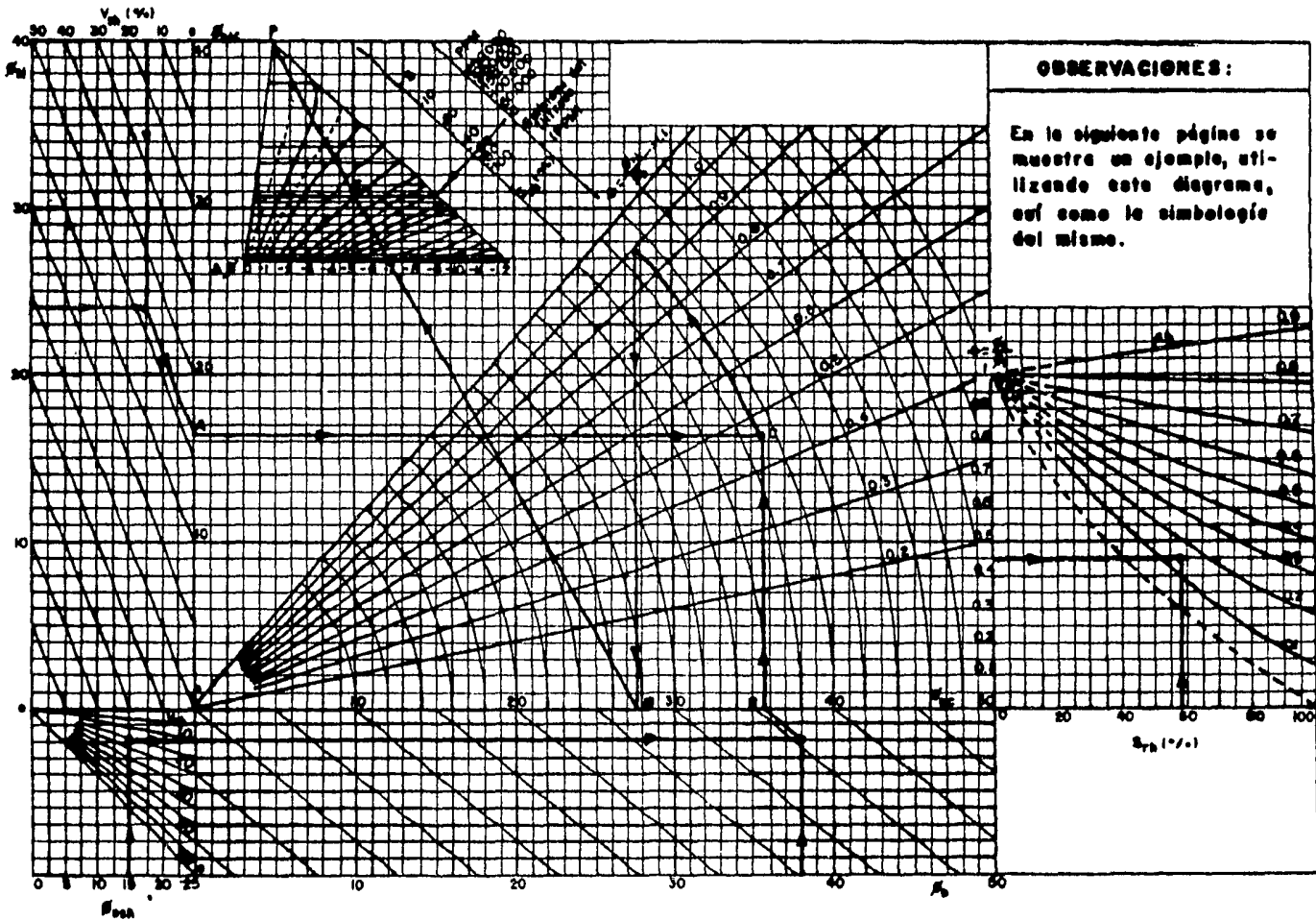
$$\Delta \theta_N = \theta_N - \theta$$

$$\Delta \theta_N = \theta (Y + 1) - \theta$$

$$\Delta \theta_N = \theta Y + \theta - \theta$$

$$\theta_N = \theta Y$$

$$\theta_N = \theta \text{ Srh } \frac{2.2 \rho h - 1 + 0.4 P}{1 - 0.4 P}$$



**OBSERVACIONES:**

En la siguiente página se muestra un ejemplo, utilizando este diagrama, así como la simbología del mismo.

**CORRECCION POR HIDROCARBUROS FDC-N**

**Fig. V.20**

SIMBOLOS UTILIZADOS EN LA GRAFICA V.20

$\phi_N$  y  $\phi_D$ : Porosidades leídas del N y FDC

$\phi_{NC}$  y  $\phi_{DC}$ : Porosidades corregidas por arcillas

$\phi_{Dsh}$  : Porosidad aparente de las lutitas en el FDC

Vsh : Contenido de lutita en %

Srh : Saturación de hidrocarburos residuales

$\Delta\phi$  : Corrección de la porosidad por Srh y PPM (algunas veces negativa).

$\rho_h$  : Densidad específica de los hidrocarburos.

EJEMPLO UTILIZADO EN LA GRAFICA V.20

$\phi_N = 24\%$	$\phi_D = 38\%$	$\phi_{Dsh} = 15\%$	} DATOS
Vsh = 15%	Srh = 60%	PPM = 0	

- 1.- Entre con  $\phi_N$ ,  $\phi_D$ , Vsh y  $\phi_{Dsh}$  y localice los puntos - A.B.
- 2.- Coloque el punto C y D, lea el valor de  $\phi$  antes de la corrección por salinidad del filtrado de lodo e hidrocarburos residuales, en este ejemplo 28%.
- 3.- Con PPM y Srh, en la parte superior de la carta, una- el punto P con D y obtiene el punto E.

4.- Lea  $\Delta\theta$ , en el ejemplo - 28.

ENTONCES LA POROSIDAD VERDADERA ES  $\phi = 78-2 = 26\%$

5.- Lea el valor de  $\theta$  en el punto C: en el ejemplo 0.46

Entre con  $\theta$  y  $S_{rh}$  en lado derecho de la carta y lea-

$\rho_h$ , en el ejemplo 0.16 (gas).

DETERMINACION DE LA LITOLOGIA Y POROSIDAD PARTIENDO DEL "CNL-FBC"

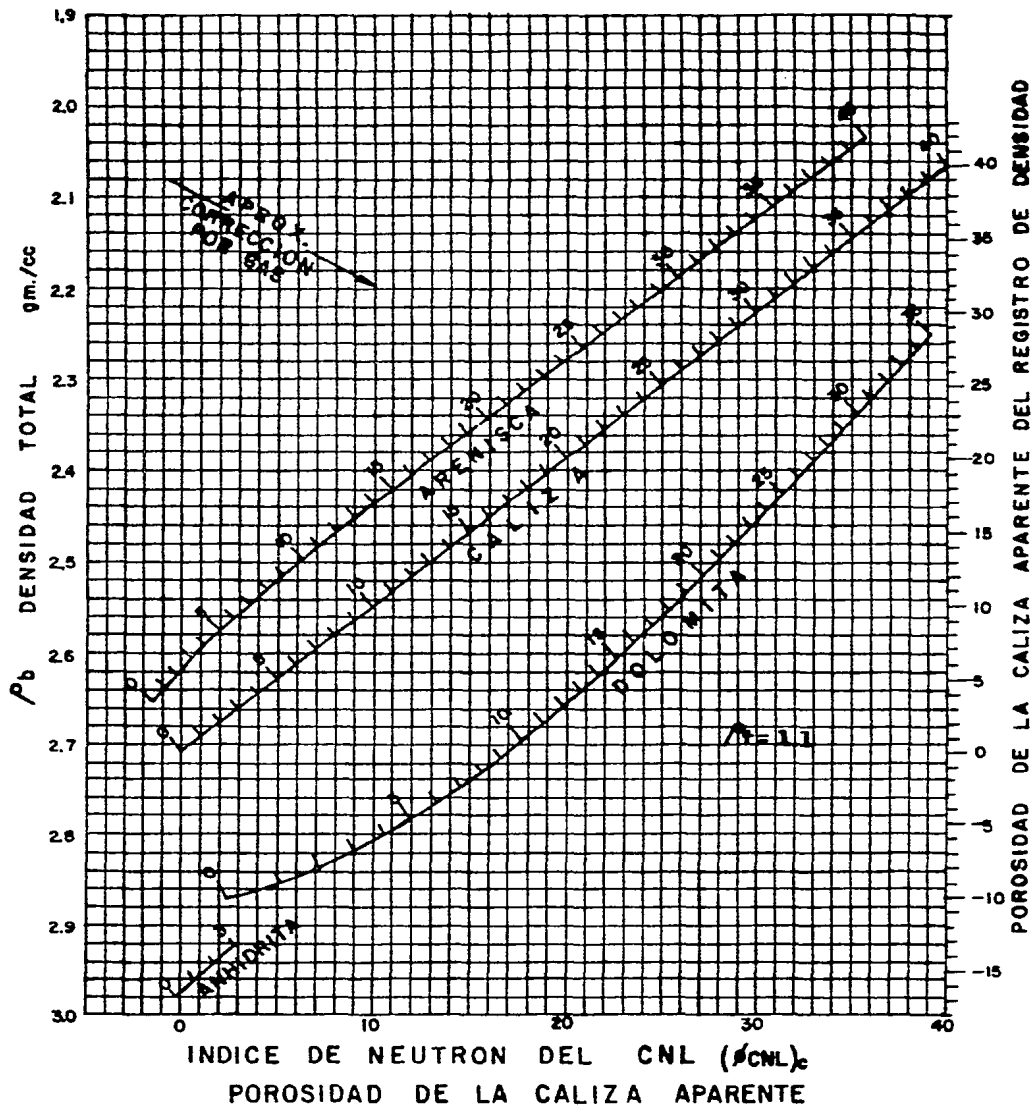


FIG. 21-A

DETERMINACION DE LITOLOGIA Y POROSIDAD DEL "CNL-FBC"

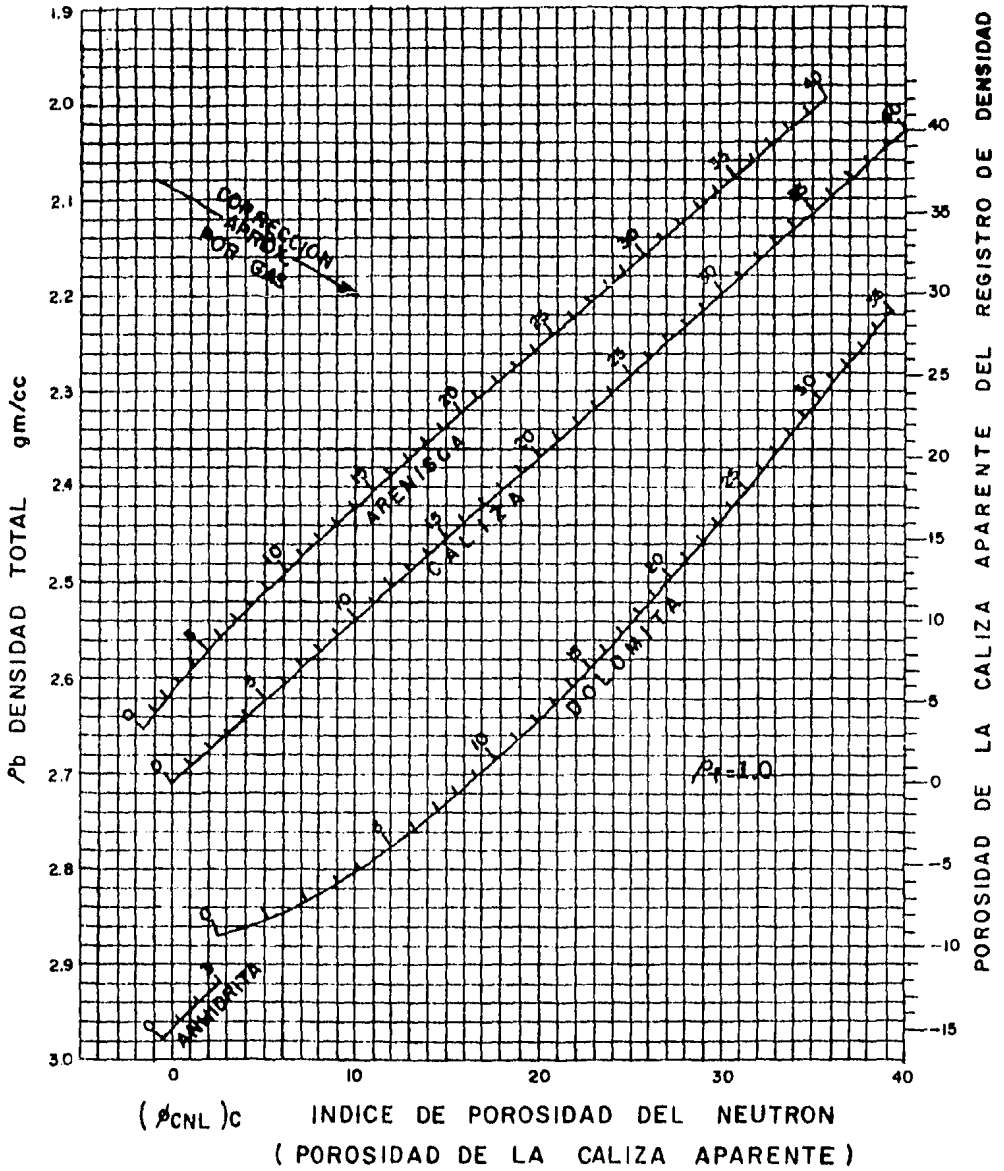


FIG. V. 21-B

# DETERMINACION DE LITOLOGIA Y POROSIDAD DEL "CNL-BHC"

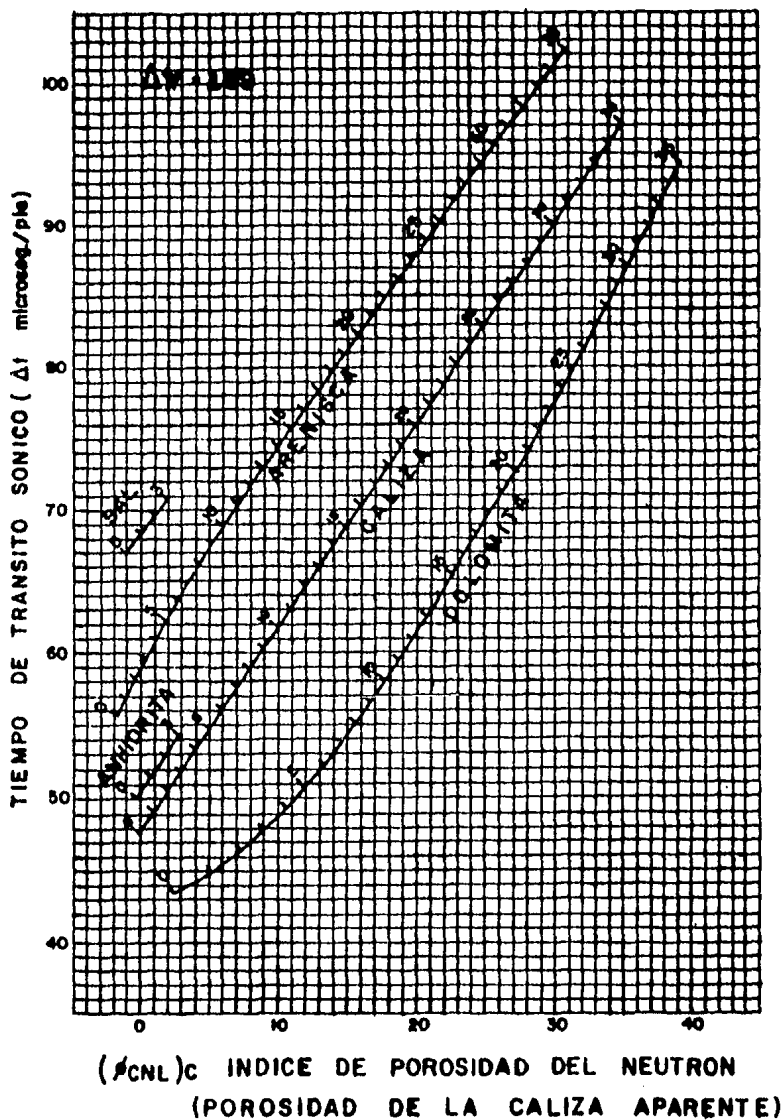


FIG. 21-C



f).-INTERPRETACION DEL REGISTRO DE TIEMPO DE DECAIMIENTO (TDT)

1.- Interpretación Cualitativa

La interpretación cualitativa permite identificar en el sitio mismo del Registro zonas de interés que contengan gas o aceite, zonas que revelen gas detrás de la T.R. pero por inspección visual se concluye que es gas atrapado y otros tipos de anomalías.

Primero se verá la importancia de cada curva.  
CURVA DE RELACION

El dato de relación se usa con  $\bar{x}$  y permite estimaciones de porosidad. El índice de porosidad ( $\phi_k$ ) encontrado, tiene las características de cualquier índice de porosidad obtenido de algún registro de neutrón, tales como efectos fuertes por gas y lutitas.

LAS CURVAS  $N_1 - F_1$

Las curvas  $N_1$  y  $F_1$  mostradas en el registro (sin corregir por efecto del medio ambiente), provienen de la compuerta I de los detectores cercano y lejano (estas curvas se graban juntas en la 3a. pista). En formaciones suaves cuando  $N_1$  y  $F_1$  son grabadas en escala de sensibilidad relativa de 1 a 6, el agua y algunas veces zonas de lutita, muestran en la película a  $N_1$  y  $F_1$  con una pequeña separación ó simplemente no hay separación. En zonas de aceite la curva  $F_1$  normalmente da valores ligeramente altos y se desplaza a la izquierda de  $N_1$ . Es-

to también sucede cuando la porosidad es baja, particularmente cuando la zona es limo, con un incremento en la separación como la porosidad-decae. En ámbos casos las curvas son áspera - mente paralelas.

En zonas con gas,  $F_1$  se desplaza fuertemente - a la izquierda de  $N_1$  y ésta a su vez, en la di - rección opuesta ligeramente.

Si la separación  $N_1 - F_1$  es opuesta a el caso anterior, es decir  $F_1$  a la derecha de  $N_1$ , esto es típicamente lutitas, especialmente cuando - han sido derrumbadas. También se observa en - tuberías de producción probablemente debido a la cantidad de cemento.

Las curvas  $N_1$  y  $F_1$  a menudo confirman cambios - en el agujero como es en el empaque o unión de las T.R.

#### LA CURVA $F_3$ (GRABADA EN LA PISTA 1)

Se usa  $F_3$  para interpretación cualitativa, es - te valor será solamente válido si el medio am - biente es un poco constante. Por esta razón -  $F_3$  es grabada para conocer cuando los pulsos - incrementados de  $F_1$  son verdaderamente causa - dos por un alto efecto de medio ambiente. debi - do a la acumulación de sales radioactivas.

Los siguientes ejemplos mostrarán la aplica - ción de las curvas y su interpretación.

La figura V.22 muestra un registro TDT tomado - en una sola corrida y en agujero revestido. Es te pozo fué terminado inicialmente con disparos en el intervalo 1. Fué productor de aceite hag ta que la presión del yacimiento declinó a cero. Por lo que se optó por correr un TDT y los re - sultados obtenidos de  $\Sigma$  y  $\beta$  señalaron una sa turación de agua uniformemente muy alta para es ta zona. Se realizaron disparos en los interva los marcados con 2, arriba y abajo de la Zona 1 para inducir flujo sin resultado alguno. Enton ces la zona se abandonó.

En la película apareció una saturación de gas- marcada como intervalo 3. Se disparó y el pozo produjo 16,400 m<sup>3</sup> de gas por día.

La figura V.23 muestra un TDT tomado en una so la corrida y en pozo revestido. Este pozo - muestra una lectura de  $\Sigma$  relativamente baja, acompañada de una separación importante de las- curvas  $N_1 - F_1$ . El contacto Gas- Aceite se en cuentra a 991 pies.

La zona B tiene una lectura de  $\Sigma$  alta, pero- las curvas  $N_1$  y  $F_1$  desvían hacia la izquierda. Observando el SP, se ve que está en la línea - base de lutitas, lo cuál indica que el gas de- tectado por el TDT está atrapado en el espacio- anular (espacio entre T.R. y formación), mos- trando también que no está cementada la T.R. - en ese tramo.

La zona C y zona A, tiene lecturas de  $\Sigma$  simila

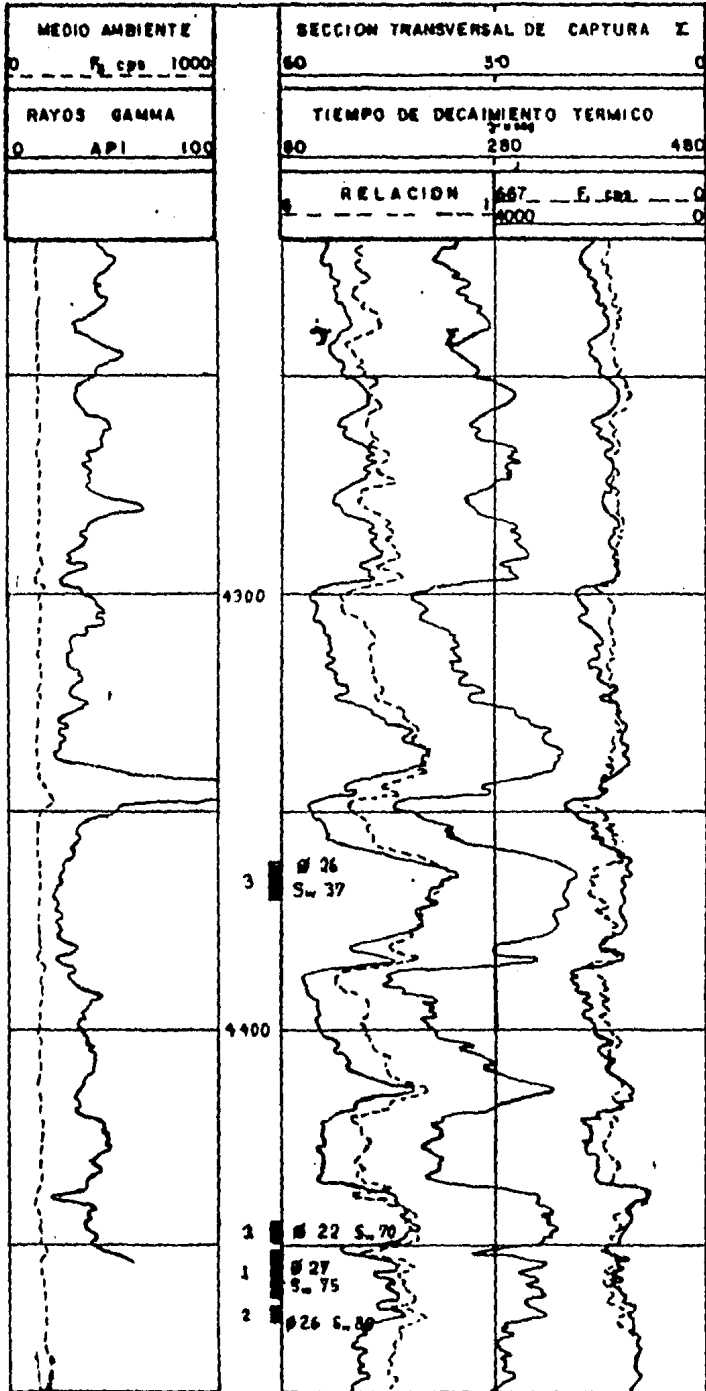


FIG. V.22

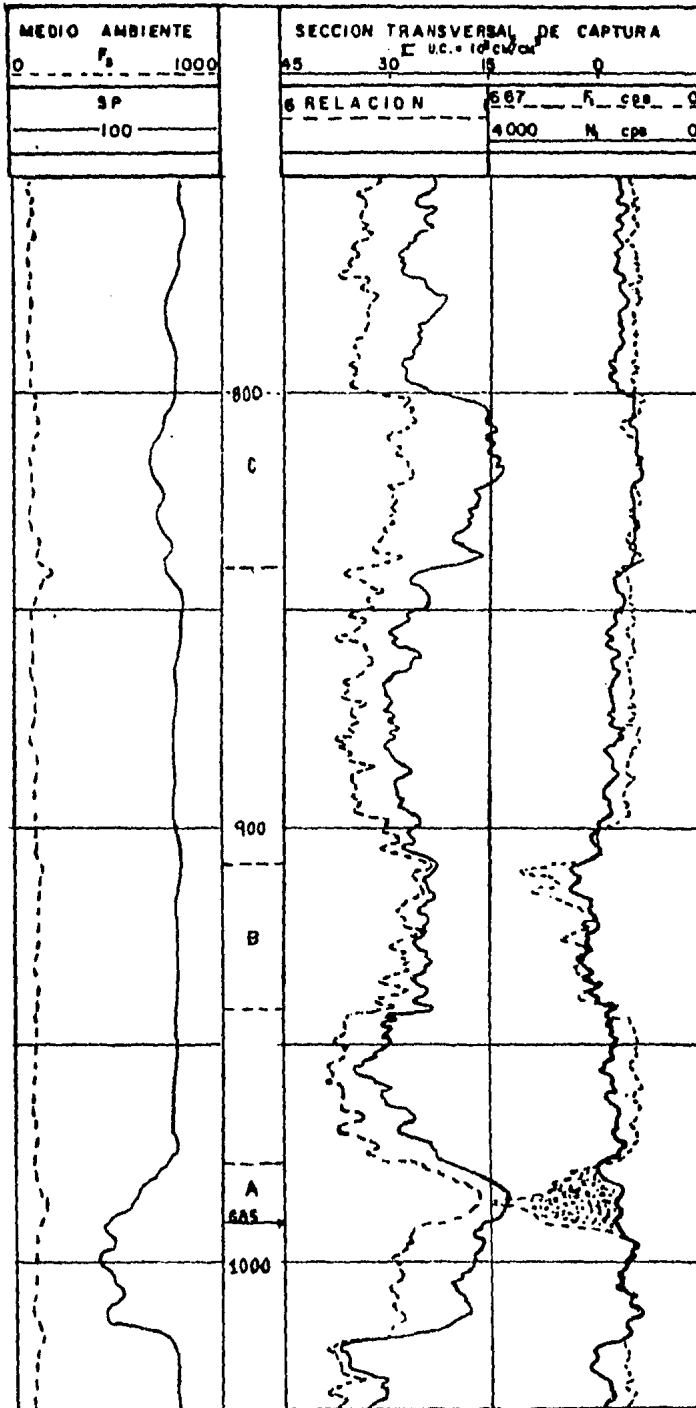


FIG. V.23

res, pero en la primera zona  $N_1$  y  $F_1$  se encuentran superpuestas (no hay separación), indicando la presencia de agua. En la zona A existe buena deflexión del SP, valores bajos de  $\Sigma$  y de la relación y una gran separación entre  $N_1$  y  $F_1$ , mostrando así la presencia de gas en el intervalo. No se comprobaron las conclusiones de los intervalos B y C, pero sí se completó la zona A en 3 pozos vecinos utilizando correlaciones y los tres resultaron productores de gas.

La figura V.24 muestra otro registro TDT, en una sola corrida y en agujero adorado. Este ejemplo muestra la respuesta del TDT en areniscas gasíferas de poca profundidad teniendo agua de formación dulce.

En la zona A se observa una baja lectura de  $\Sigma$  una alta lectura de  $\tau$  (tiempo de decaimiento-largo) y las curvas  $N_1$  y  $F_1$  mostrando divergencia. Este intervalo indica la presencia de gas.

El intervalo B presenta una pequeña separación entre  $N_1$  y  $F_1$  y  $\Sigma$  es relativamente bajo. Esta zona producirá probablemente gas con un corte de agua importante.

La zona C es un caso típico de arenisca de agua dulce, lectura de  $\Sigma$  relativamente baja y ninguna separación entre  $N_1$  y  $F_1$ .

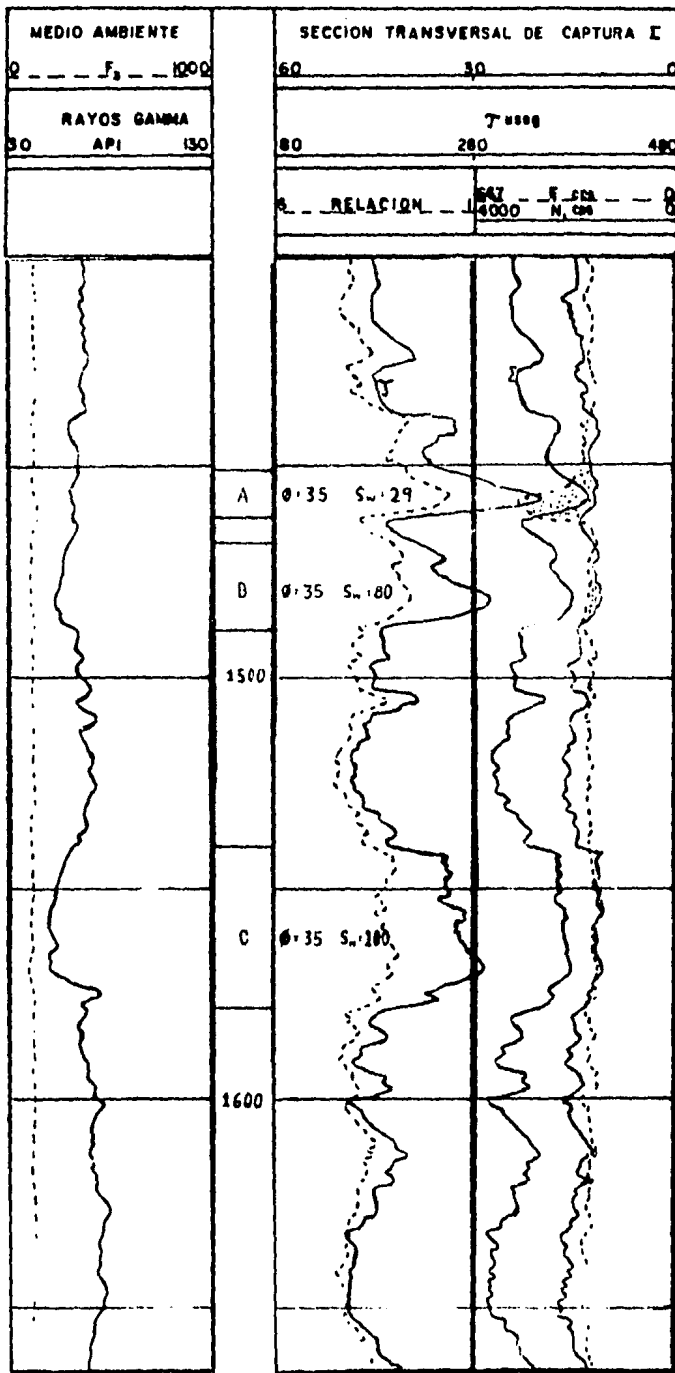


FIG. V.24

La figura V.25 muestra un registro TDT para - distinguir gas de aceite en pozos revestidos.

La curva de relación se utiliza para calcular la porosidad. Este valor se combina después con la lectura de sigma para obtener Sw.

En el intervalo A, la Sw obtenida es baja. - Las curvas  $N_1$  y  $F_1$  tienen una separación grande. Se deduce que este intervalo tiene gas.

En el intervalo B y D, la Sw calculada es baja. Las curvas N y F tienen menos separación que en A. Estos intervalos tienen aceite y es probable que la zona D produciría aceite - con un corte importante de agua.

El intervalo C, es una zona de baja permeabilidad. Las curvas  $N_1$  y  $F_1$  tienen una separación casi nula pero deflexionan a la derecha.

Se concluyó el contacto gas-aceite a una profundidad de 4972 pies y se disparó en el intervalo 5009-5014 pies, obteniéndose la siguiente producción:  $24m^3$  de aceite por día  
 $4.29m^3$  de agua por día

Y por último se muestra un ejemplo: figura - V.26 de un viejo pozo donde solo se disponía del registro eléctrico corrido en 1955. La - arenisca del intervalo 5728'-5758' se clasificó como acuífera. Al final de 1972 se corrió el TDT y muestra que esta arenisca ahora está saturada de gas y aceite.



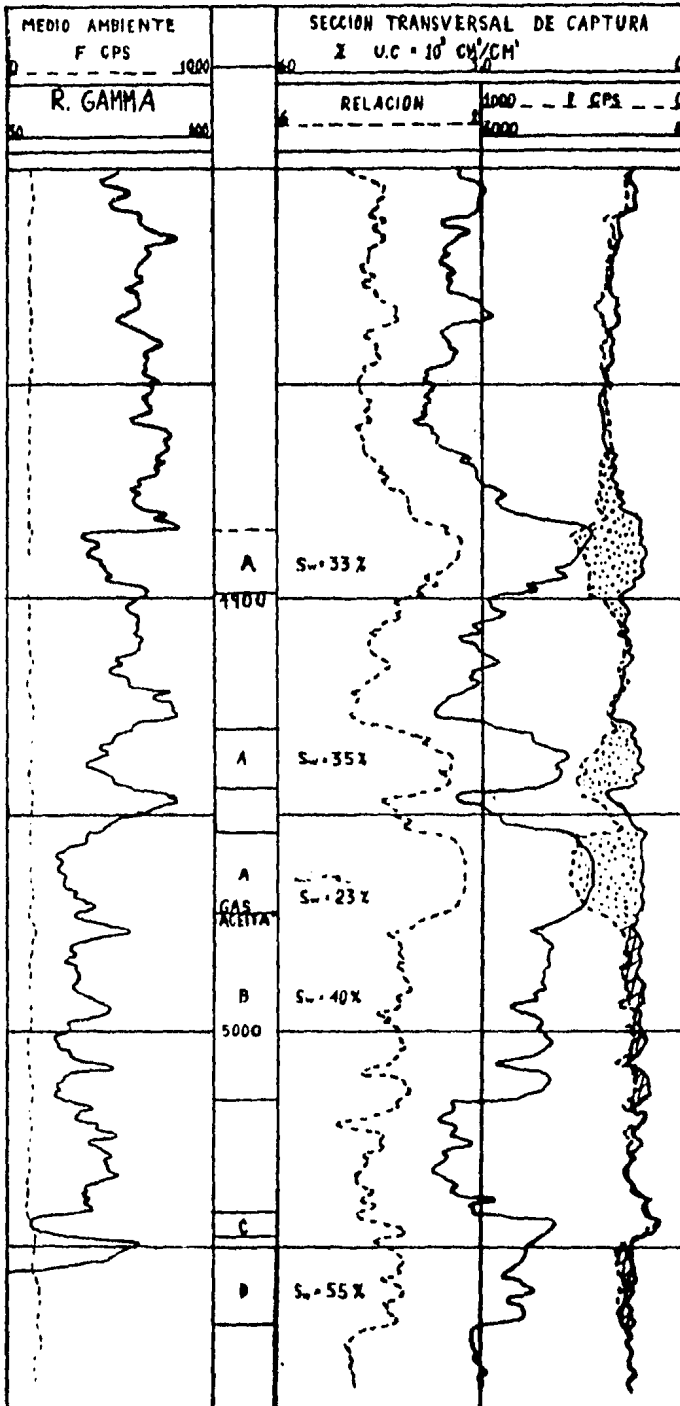


FIG. V.25



### ESTIMACION DE LA SATURACION DE AGUA

El siguiente método presentado aquí es relativamente independiente de las características de la formación ( $\Sigma_w, \Sigma_{ma}, \phi$  verdadera) de aquí que la  $S_w$  se obtiene por medio de las relaciones. Las arcillas crean problemas, sin embargo muchas arenas con aguas arcillosas, - tienen casi la misma  $W_{sa}$  (salinidad de agua) como las encontradas en arenas con agua limpia, así que la  $W_{sa}$  va a ser confiable, pero en arenas arcillosas con aceite,  $W_{sa}$  va a ser grande y la saturación de agua aparente va a ser también grande.

Este método no intenta desplazar a los métodos de análisis cuantitativos pero es usado como un método de reconocimiento, particularmente cuando la porosidad y  $\Sigma_w$  no están bien definidas.

El método se desarrolla en siete pasos:

1. Observar las zonas de bajo  $\Sigma$ , checar las arcillas en zonas donde  $\Sigma$  es un poco alta para que las arenas arcillosas con aceite no sean desapercibidas.
2. Observe  $N_1 - F_1$  para darse una idea si la zona es gas, aceite o es compacta.
3. Determinar  $\phi_k$  (porosidad aparente) y  $W_{sa}(\max.)$  en las zonas que contienen agua limpia.

4. Determinar  $\theta_k$  y  $W_{sa}$  en las zonas de interés.

5. Si no hay gasificación,  $S_w \approx \frac{W_{sa}}{W_{sa}(\max)}$

6. Si hay gasificación,  $S_w \approx \frac{\theta_k' (\text{arena gaseosa})}{\theta_k (\text{arena con agua})}$

(Se hace la observación que  $W_{sa}$  en zonas con gas es igual o más grande que  $W_{sa}$  en arenas con agua.)

7. Si es arcilla, los pasos 5 y 6 van a dar valores de  $S_w$  también altos.

La figura V.27 muestra un registro TDT que ilustrará el método. Las condiciones del agujero son: 5 1/4" de diámetro de la T.R. cementada en un agujero de 8 5/8" de  $\theta$ , tubería de producción de 2 3/8" y el espacio anular está saturado con agua salada de salinidad desconocida. La carta de la figura V.28 es para el caso de arenas limpias; en este caso se utiliza la carta C de la misma. En la figura V.27 fueron seleccionadas 3 zonas.

Los datos obtenidos del Registro se muestran en la tabla V.2, así como los resultados. La tercer zona escogida (de arriba hacia abajo) (6371-6376 pies) de la arena está limpia. El alto valor de  $\Sigma$  que presenta, sugiere una  $S_w=100\%$ .

La carta C (figura V.28) da  $\theta_k=35\%$  y  $W_{sa}=145\text{Kppm}$ .

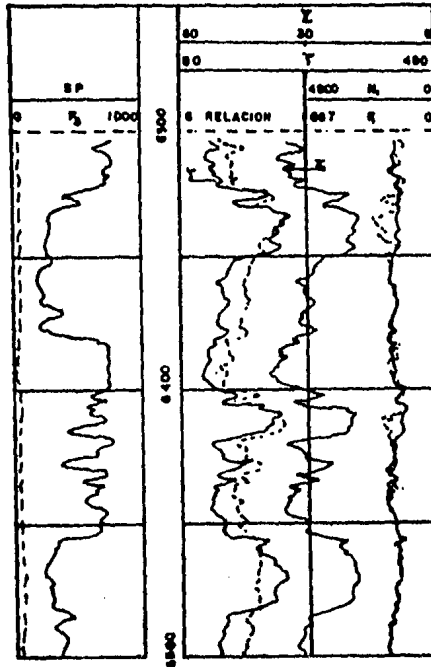


FIG. V.27

ZONA	Σ (U.C.)	RELACION	N/F	βn (%)	W <sub>60</sub> (Kppm)	EVALUACION Y S <sub>w</sub>
ALTA	16.0	2.0	3.0	13	130	SAB: $\frac{60}{12} = 5.0$ Saturado 30 = 0.97
INTERMEDIA	18.5	2.3	3.4	20	60	ACCITE: $\frac{100}{100} = 1.0$ Saturado 100 = 0.4
BAJA	32	3.7	6.0	30	140	AGUA: S <sub>w</sub> = 1.0 (ASUMIDA)

TABLA V.2

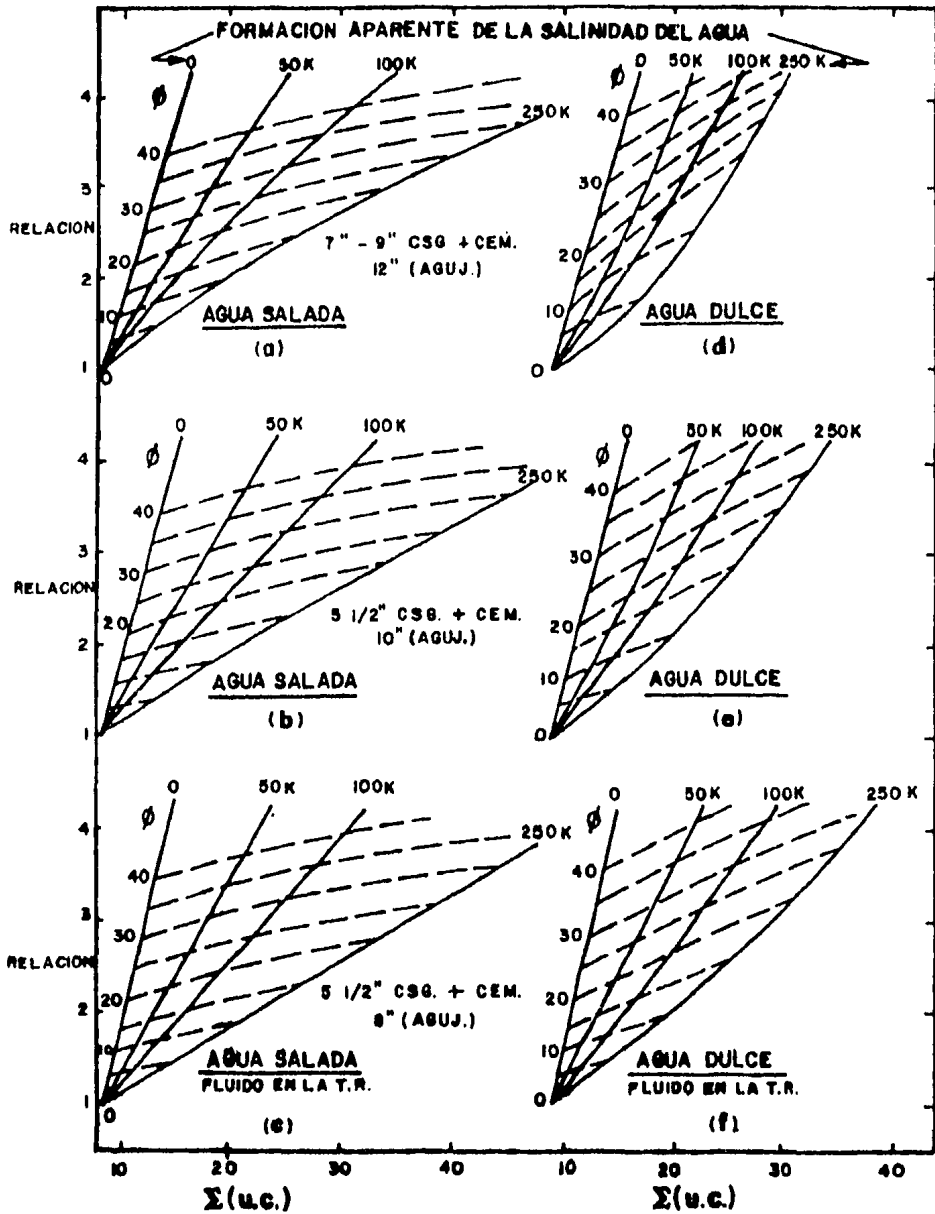


Fig. V.28

La zona intermedia dá  $\phi_k = 28\%$  y  $Wsa=60$  Kppm . De aquí las  $\Sigma$ 's para agua dulce y aceite son casi iguales, el aceite aparece en agua dulce.

La  $S_w$  aparente es  $Wsa$  (zona con aceite)/ $WSa$  (máx.) en este caso 0.41. En la zona alta se encontró  $\phi_k = 13\%$  y  $WSa=150$  Kppm. El bajo valor de  $\phi_k$  y las curvas  $N_1-F_1$  indican que hay gas. El alto valor de  $WSa$ , puede ser igual o más alto que en la zona con agua.

## 2.- Interpretación Cuantitativa

Generalmente los datos obtenidos en el Registro son buenos, es decir, no se compensan - excepto para los efectos de difusión que pueden ser compensados durante la interpretación. Así el registro puede ser usado para evaluar la saturación de agua en la formación.

Las formaciones se consideran mezclas de varios constituyentes (matriz, arcilla, aceite, gas, agua, etc.) y cada constituyente se caracteriza por su sección transversal de captura  $\Sigma_i$  y el volumen  $V_i$  ocupado en la formación.

En el caso general de arcilla, en formaciones porosas que contienen agua e hidrocarburos (aceite o gas), se puede escribir la expresión:

$$\log = \frac{(1 - Vsh - \phi_e) \cdot \Sigma_{ma} + Vsh \cdot \Sigma_{sh} + \phi_e \cdot Sw \Sigma_w + \phi_e (1 - Sw) \Sigma_h}{V.26}$$

Donde:  $\Sigma_{ma}$ =Sección transversal de la matriz de la roca.

$\Sigma sh$  = Sección Transversal de las lutitas

$\Sigma w$  = Sección Transversal de agua

$\Sigma h$  = Sección Transversal de los hidrocarburos

$\phi e$  = Porosidad de la formación saturada con fluido

$Vsh$  = Volúmen de lutita por unidad de volúmen de formación

$Sw$  = Fracción del volúmen de porosidad ocupada por agua (Sat. de agua)

En la ecuación V.26, los grupos subrayados representan el volúmen relativo del componente correspondiente. El volúmen relativo de la matriz de la roca incluye todo aquello que no es lutita o fluido, por consiguiente  $\Sigma ma$  representa granos e impurezas.

La expresión para  $Sw$ :

$$Sw = \frac{(\Sigma log - \Sigma ma) - \phi e (\Sigma h - \Sigma ma) - Vsh (\Sigma sh - \Sigma ma)}{\phi e (\Sigma w - \Sigma h)} \quad -V.27$$

En formaciones limpias, los términos que contienen a  $Vsh$  en V.26 y V.27 desaparecen.

De las expresiones V.26 y V.27 solamente  $\phi e$  y  $Vsh$  pueden ser completamente determinadas por la interpretación de registros en agujero abierto y ser los más fieles posibles.

#### SECCION TRANSVERSAL DE CAPTURA DE LA MATRIZ

La sección transversal de captura de los minerales se pueden calcular a partir de su densidad y composición química. Sin embargo, en -



cálculos de secciones transversales, al asumir se  $S_1 O_2$  (puro) para arenas,  $CaCO_3$  (puro) para calizas, o  $CaCO_3 \cdot MgCO_3$  (puro) para dolomías, dan resultados mas pequeños que los encontrados en las formaciones. Esta diferencia es causada por pequeñas impurezas (comúnmente feldespatos, glauconita y piritas) que tienen una sección transversal de captura mas grande que el mineral primario.

#### SECCION TRANSVERSAL DE CAPTURA DE LA MATRIZ PARA SU INTERPRETACION

Cuando es posible  $\Sigma$ ma puede ser determinada mediante la técnica de gráficas cruzadas, como ya se mencionó, solo para casos extremos de efectos de agujero los datos del registro se utilizan sin corrección, proporcionando una  $\Sigma$ ma de 1.5 veces (aprox.) la sección Transparente de captura teórica de la Matriz. Esta regla es producto de numerosos estudios. En la práctica los valores promedios obtenidos del registro listados en la tabla V.3 pueden ser usados como buenos.

FORMACION	UNIDAD DE CAPTURA
ARENA ORTOCUARCITICA	8.0
ARENA SUBARGOSICA	10.0
CALIZA	12.0
DOLOMIA	8.0

T A B L A V.3

## SECCIONES TRANSVERSALES DE CAPTURA EN AGUAS DE FORMACIONES

El agua pura tiene una Sección Transversal de 22.2 u.c. Las Secciones Transversales de Captura de las Formaciones se ven incrementadas en proporción a su salinidad (NaCl). Solamente ligeros efectos sobre  $\gamma$  son causados por variaciones de presión y temperatura y se reflejan en la densidad del agua. El agua de las formaciones puede contener otros elementos importantes como el Boro y el Litio.

Para la determinación de la salinidad de agua, solo las muestras obtenidas durante la producción son las mejores. Cuando la salinidad no es grande, la resistividad del agua calculada de registros de agujeros abiertos puede ser usada en la evaluación de la salinidad. Sin embargo, un pequeño error en  $R_w$  produce un gran error en la salinidad.

Por último,  $\Sigma_w$  puede ser determinada por medio de gráficas.

## HIDROCARBUROS

La Sección Transversal de los hidrocarburos está en función de su contenido de átomos de hidrógeno. Un valor aceptable de  $h$  para la fase líquida, puede obtenerse del PVT utilizando la siguiente fórmula:

$$\Sigma_h = \frac{\rho_{do}}{Bo} (53.5 - 32 \rho_{do}) + \frac{R_s}{1000} \frac{\gamma_g}{Bo} (13.5 - 3.4 \gamma_g) - v.8$$

Donde:  $\Sigma_h$  = Sección Transversal de Hidrocarburos líquidos en u.c.

$\rho_{do}$  = Densidad específica de aceites estancados en condiciones normales (60°F, 1 atm.), g/cc .

$\delta_g$  = Densidad de gas disuelto ( = 1.0) condiciones normales.

$B_o$  = Factor del volúmen de la formación de el Hidrocarburo líquido.

$R_s$  = Solución GOR

Cuando los datos del PVT no son buenos, se usan las siguientes relaciones empíricas.

$$B_o = 1 + R_s / 2,000 \quad \text{----- V.29}$$

$$B_o = 0.9 + R_s / 1,800$$

La figura V.29, puede ser usada cuando la densidad del aceite (API) y la solución GOR son conocidas, asumiéndose en el cálculo de la gráfica una densidad promedio del gas de 0.7.

**LUTITAS**

La Sección Transversal de captura de las lutitas, tiene un rango de 35 a 55 u.c.,  $\Sigma_{sh}$  está determinada en cada caso por los valores - promedios grabados de  $\Sigma$  en lutitas que rodean la formación bajo estudio.

La gran  $\Sigma$  de las lutitas en conjunto con el efecto de agua salada en formaciones porosas, son las responsables para una buena correlación entre  $\gamma$  y las curvas de resistividad.

Esta propiedad es usada en interpretación cualitativa, donde comparaciones visuales entre el registro de resistividad y el registro TDT son suficientes para detectar cambios en el nivel de agua y en el tipo de fluido de la formación.

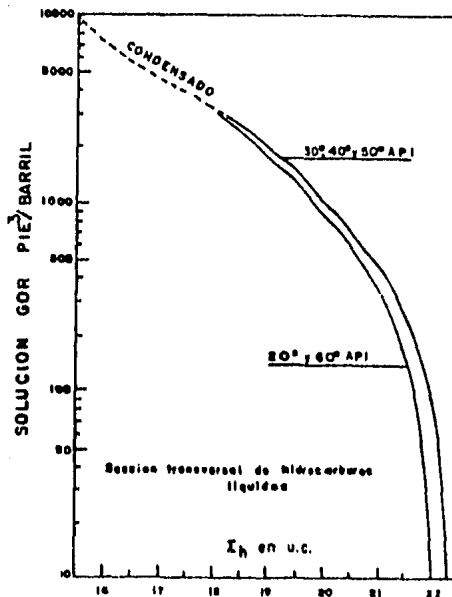


FIG. V. 29

TECNICA DE GRAFICAS CRUZADAS

$$\Sigma - \theta e$$

Para  $V_{sh} = 0$  (formaciones limpias), la ecuación V.26 se reduce a:

$$\Sigma \log = (1-\theta) \Sigma ma + \theta Sw \Sigma w + \theta(1-Sw) \Sigma h \text{ ---- V.30}$$

La forma lineal de la ecuación V.30 es mostrada sobre una gráfica de  $\Sigma \log$  V.S. (contra)  $\theta$  (Figura V.30), puntos de saturación de agua constante ( $Sw$ ) van a caer sobre una línea recta, a condición que la litología ( $\Sigma ma$ ) y la salinidad del agua ( $\Sigma w$ ) sean constantes sobre el intervalo estudiado. La línea denotando  $Sw = 100\%$  es la línea más alta. Sobre esta línea para  $\theta = 0\%$  y para  $\theta = 50\%$ ,  $\Sigma = 0.5$  ( $\Sigma ma + \Sigma w$ ). Las líneas para otros valores de saturación pueden ser trazadas por medio de la ecuación V.30

CONSTRUCCION DE LA GRAFICA CRUZADA A PARTIR DE LOS DATOS DEL REGISTRO

El valor de la  $\Sigma ma$  y la posición de la línea de  $Sw = 100\%$  puede no ser conocida al principio. Sobre un diagrama de datos del registro de un intervalo limpio de litología constante, los puntos de más arriba a la izquierda van a definir la línea de  $Sw = 100\%$ , a condición de que se reúnan las siguientes condiciones: (1) el intervalo incluye una zona del 100% con agua y (2), hay bastante variación

en la porosidad para definir la pendiente de la línea. La intercepción de cero porosidad con la línea de 100% de agua define  $\Sigma_{ma}$ . La  $\Sigma_w$  está determinada por:

$$\Sigma_w = 2 \times \Sigma_{50} - \Sigma_{ma} \text{ -----V.31}$$

Donde  $\Sigma_{50}$  es el valor de  $\Sigma$  para  $\phi=50\%$ . (Si  $\Sigma_{ma}$  ó  $\Sigma_w$  es ya conocida, puede ser usada - para ayudar a definir la línea de  $S_w=100\%$ ).

Utilizando la ecuación V.30, la línea de hidrocarburos ( $S_w=0\%$ ) es trazada a través de  $\Sigma = \Sigma_{ma}$  para 0% de porosidad y  $\Sigma = 0.5(\Sigma_{ma} + \Sigma_h)$ . Cuando no hay otra información disponible  $\Sigma_h$  se escoge con el valor 21 (aceite).

Las líneas rayadas para valores intermedios de saturación de agua, son trazadas por interpolación lineal entre las líneas de  $S_w=0\%$  y  $S_w=100\%$  para cualquier valor conveniente de porosidad. (Se recuerda que la  $\Sigma_{log}$  es reducida no solo por la presencia de hidrocarburos cuando  $\Sigma_h < \Sigma_w$ , sino también por la presencia de filtrado de lodo cuando  $\Sigma_{mf} < \Sigma_w$ ).

La figura V.30 es para una sección de arena - con limo que muestra una bien definida línea de agua en la intercepción  $\Sigma_{ma}=9.0$  u.c. y  $\Sigma_{50}=39.5$  u.c., de aquí  $\Sigma_w=70$  u.c.

Se utilizan otras técnicas cuando no se cumplen cualquiera de las dos condiciones ante-

rios para determinar  $\Sigma_{ma}$  y  $\Sigma_w$ .

#### IDENTIFICACION DE ZONAS CON GAS

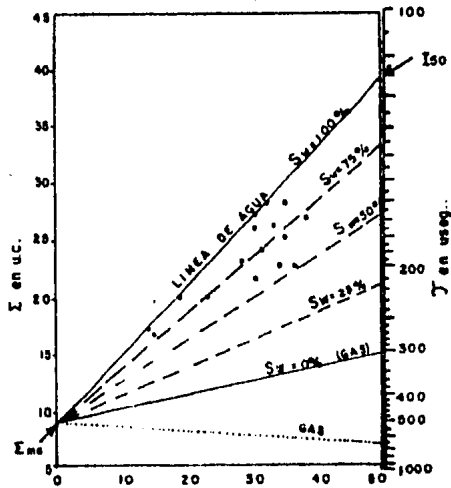
Las zonas con gas tienen secciones de captura menores que zonas con aceite de la misma porosidad y saturación aparentes.

#### FORMACIONES CON LUTITAS

La técnica  $\Sigma - \phi_e$  puede extenderse para formaciones con lutitas al corregir  $\Sigma \log$  por arcillas, asumiendo:

$$\Sigma_{corr.} = \Sigma \log - V_{sh}(\Sigma_{sh} - \Sigma_{ma}) \text{----- V.32}$$

Aunque el valor exacto de  $\Sigma_{ma}$  no es bien conocido, el valor aproximado de  $\Sigma_{ma}=10$  u.c. será adecuado para la corrección en V.32. El  $V_{sh}$  se determinará del registro de rayos gamma. La porosidad aparente no puede ser tomada de un registro de neutrón o sónico porque son afectados por arcillas. La porosidad entonces debe ser tomada del FDC y usada directamente como  $\phi_e$ , con la condición que la litología sea conocida y la densidad de la lutita sea aproximadamente igual a la densidad de la matriz.



**POROSIDAD**  
**GRAFICA X-Y (LINEAS DE  $S_w = 25, 50, 75 \%$  SON**  
**PARA FORMACIONES CON ACEITE)**

**FIG. V.30**



## A P E N D I C E

Como complemento al escrito, se hará una descripción general de:

- Los Registros recién introducidos en México, considerados como herramientas pertenecientes a la década de los 80'S. Tales como Registro de Lito-densidad y Registro de Espectroscopía de Rayos Gamma Naturales, su principio físico y su aplicación.
- Los procesos Sinérgicos para evaluaciones computadas - que hacen uso de los Registros Radioactivos y Nucleares.

### 1.- REGISTRO DE LITODENSIDAD

#### a).- INTRODUCCION

El registro de Lito-densidad, es una herramienta recientemente introducida en México y es una versión mejorada del Registro de Densidad Compensado. Mide la densidad electrónica ( $\rho_e$ ) y el índice de sección de captura fotoeléctrica promedio por electrón ( $\bar{P}_e$ ) o factor fotoeléctrico de la formación. El registro de Lito-densidad, es una herramienta de pared y corre en combinación con los registros de Rayos Gamma y Neutrón-Compensado (LDT-CNL-GR).

#### b).- PRINCIPIO FISICO

La figura A-1 muestra la disposición de la herramienta de lito-densidad. La formación es bombardeada con Rayos Gamma, los cuales se dispersan - chocando con electrones y perdiendo energía (por

el efecto Compton) y algunos desaparecen al interactuar con un electrón de algún átomo transfiriéndole toda su energía (efecto fotoeléctrico). Los Rayos Gamma que logran llegar a los detectores, dependen de la cantidad de choques, de la densidad electrónica y de la absorción-fotoeléctrica de la formación.

El factor fotoeléctrico ( $P_e$ ) depende de la litología y muy poco está afectado por la porosidad y los fluidos.

La Compañía Schlumberger lo tiene registrado en el mercado como Litho-Density Tool----- (LDT).

La figura A.2, muestra un Registro de Lito-densidad en combinación con el GR y CNL. Obsérvese la disposición de las curvas.

Las características fundamentales: presión máxima 20,000 PSI, temperatura máxima 350°F. La fuente emite rayos gamma de 661 Kev, los detectores son de Yoduro de Sodio.

c).- INTERPRETACION

La medida de la densidad está en función del índice de densidad electrónica ( $P_e$ ) y es transformado a densidad aparente de la formación ( $P_b$ ) mediante la fórmula:

$$P_b = 1.0704 P_e - 0.1883 \text{ ----- (A-1)}$$

La fórmula anterior da valores de densidad correctos en formaciones calcáreas acuíferas y

y valores aproximados para las demás formaciones.

La medida de la litología está calibrada en función de  $\Sigma$  y  $P_e$  por medio del factor fotoeléctrico ( $P_e$ ).

$$P_e = (\Sigma / \rho_e) \times (\text{constante de unidades}) \text{----- (A.2)}$$

Y además se define un índice de sección de captura fotoeléctrica por unidad de volumen (U) proporcional a la sección de captura fotoeléctrica ( $\Sigma$ ).

$$U = P_e \cdot \rho_e \text{----- (A.3)}$$

Y si sólo se considera matriz y fluido, entonces:

$$U = U_{ma} (1 - \phi) + U_f \cdot \phi \text{----- (A.3)}$$

Combinando (A.2) y (A.3) resulta:

$$U_{ma} \approx \frac{P_e \cdot \rho_e}{1 - \phi} \text{----- (A.4)}$$

En evaluaciones rápidas se puede tomar:

$$U_{maa} = \frac{P_e \cdot \rho_e}{1 - \phi_{DN}}$$

Donde:  $P_e$  y  $\rho_e$  son leídos del registro

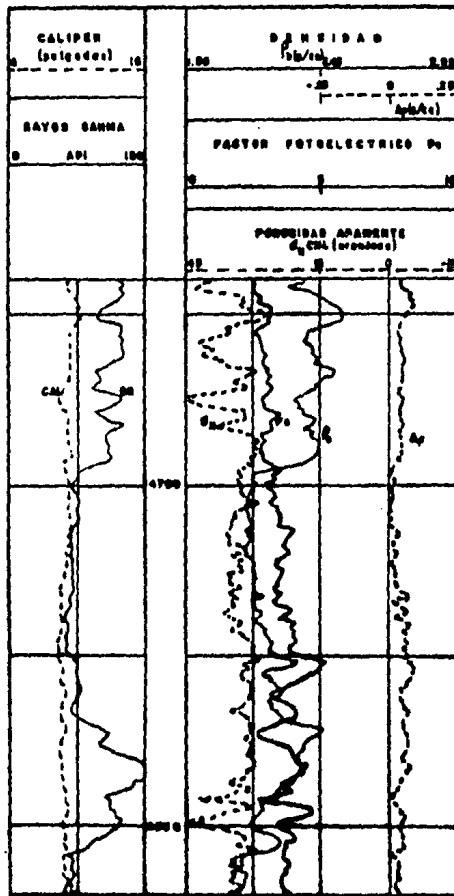
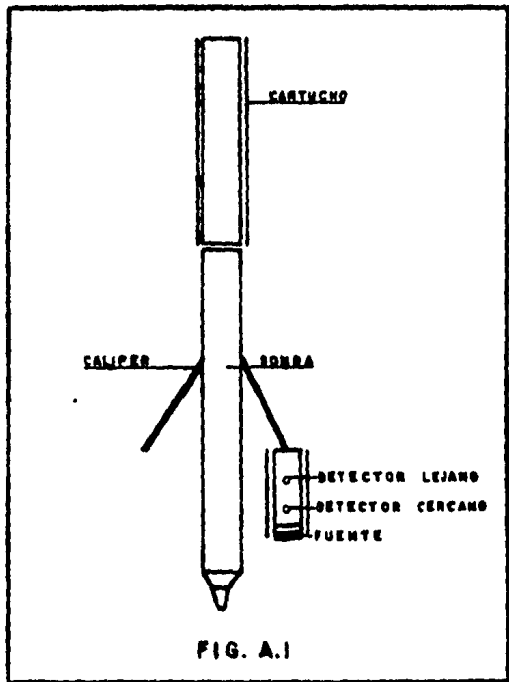
$\phi_{DN}$  : porosidad obtenida de los registros de densidad y neutrón.

La tabla A-1, muestra valores de  $P_e$ ,  $\rho_b$ ,  $\rho_e$  y otros en minerales típicos.

Las figuras A.3 y A.4 son nomogramas de interpretación.

El registro de Lito-densidad permite hacer evaluaciones precisas, especialmente en los siguientes casos:

- Formaciones gasíferas
- Litología complejas
- Detección de minerales pesados
- Formaciones de baja porosidad
- Detección de fracturas
- Mineralogía de arcillas



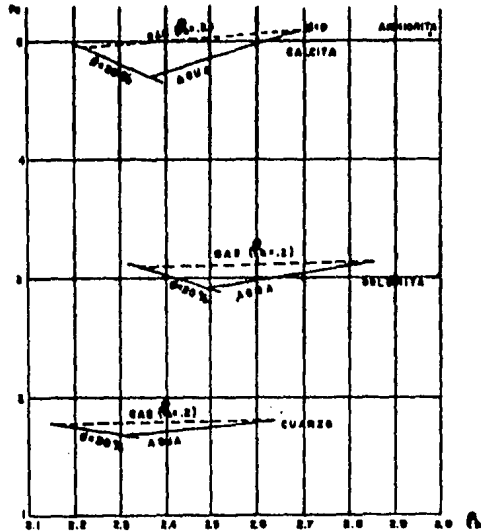


FIG. A.3

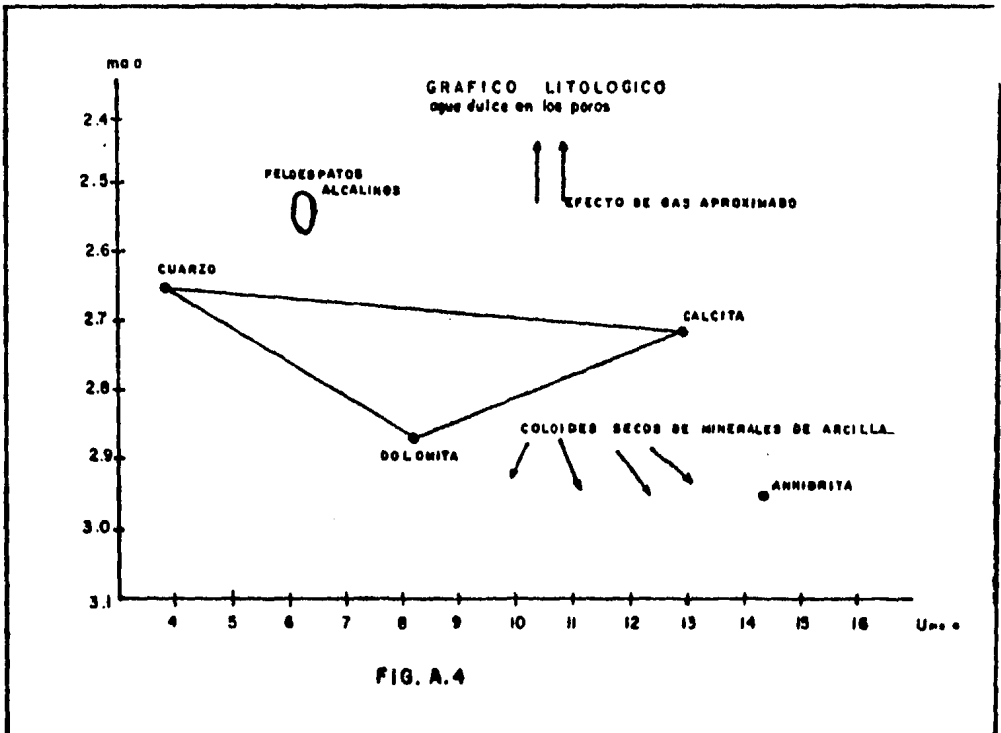


FIG. A.4

	$P_e$	$\rho_e$	$U(P_e \rho_e)$	$\rho_b$	$\rho_{form.}$
Cuarzo .....	1.81	2.650	4.80	2.648	2.654
Calcita.....	5.08	2.708	13.76	2.710	2.710
Dolomita.....	3.14	2.863	8.99	2.876	2.870
Feldespatos alcalinos.....	2.86	2.56	7.32	2.55	2.58
(promedio aproximado)					
Anhidrita.....	5.05	2.957	14.93	2.977	2.96
Sal (ClNa).....	4.65	2.074	9.64	2.032	2.165
Agua Dulce.....	0.35	1.110	0.39	1.000	1.000
Hidrocarburos.....	.12	1.1	.13	1.1	1.1
Agua Salada 200,000 ppm.....	1.2	1.237	1.48	1.135	1.146

$P_e$ : Factor Fotoeléctrico  
 $\rho_e$ : Índice de densidad electrónica  
 $U(P_e \times \rho_e)$ : Índice de Sección de captura fotoeléctrica por -  
unidad de volumen.

$\rho_b(g/cm)$ : Densidad aparente leída por la herramienta  
 $\rho(g/cm)$ : Densidad de la formación

TABLA A.1

## 2.- REGISTRO DE ESPECTROSCOPIA DE RAYOS GAMMA NATURALES

### a).- INTRODUCCION

El Registro de Espectroscopía de Rayos Gamma Naturales, al igual que el Registro de Lito-densidad, pertenece a la generación de registros de la década de los 80's.

La diferencia entre los registros de Rayos Gamma Naturales (GR) y el de Espectroscopía de Rayos Gamma Naturales, estriba en que el primero responde a la radioactividad producida por el decaimiento de los elementos Torio, Uranio y Potasio, en cambio el segundo obtiene las cantidades de los tres elementos radioactivos en la formación.

### b).- PRINCIPIO FISICO

La figura A.5, muestra un esquema de la herramienta. Esta detecta los Rayos Gamma emitidos espontáneamente por la formación. El espectro detectado no es el mismo que el indicado en la figura V.5. Los rayos gamma emitidos por los elementos, sufren choques con los electrones de la formación (efecto Compton) y además el espectro se afecta por la respuesta del detector. El espectro "visto" por la herramienta, es similar al de la figura A.6. Dividido el espectro por 5 ventanas de energía ( $W_1 \dots W_5$ ), se cuentan los pulsos por segundo en cada ventana. Los pulsos en las ventanas dependen de las concentraciones de Uranio, Torio y Potasio en la formación y la posición de la ventana en el espectro de energía. Por ejemplo, la ventana 4 -



está afectada por la concentración de Uranio en la formación, mientras la ventana 5 depende de la concentración de Torio. El CSU analiza los pulsos de cada ventana y de ahí obtiene la concentración de U, Th y K en la formación.

La figura V.5, indica el decaimiento hacia isótopos estables de los elementos Th, K y U. El Potasio 40 decae directamente en Argón 40, que es estable, el proceso origina una emisión de rayos gamma de 1.46 Mev de energía. En el Uranio y Torio se observan una serie de decaimientos intermedios antes de llegar al isótopo estable final.

La Tabla A.2, muestra propiedades químicas, transporte y tipo de sedimentos en los que abundan el Th, K y U.

Teniendo en cuenta la tabla anterior, el análisis de las concentraciones de Th, U y K en las arcillas, ayudan a identificar el tipo de arcilla, mientras que el análisis del contenido de U, puede facilitar el reconocimiento de rocas generadoras, el ión Uranio es fijado por carbón orgánico en ambientes reductores.

c).- NOMBRES COMERCIALES

Es conocido en el mercado bajo los siguientes nombres;

Natural Gamma Ray Spectrometry .....NGS...Schlumberger  
Compensated Spectral Natural Gamma Log..CSNG..Walex

Natural Gamma Ray Spectral Log....NGS....Gearhart  
Spectral Log.....Dresser Atlas

La figura A.7, muestra un registro NGS, en el -  
cuál aparece la disposición de las curvas con su  
su respectivo encabezado cada curva.

La pista 1, muestra una curva de Rayos Gamma GR\*,  
que presenta la radioactividad en unidades API -  
proveniente del Torio y Potasio, es decir:

$$GR^* = GR - GRU$$

La presión máxima y temperatura son de 20,000 PSI  
y 300°F respectivamente. La velocidad máxima de  
registro es de 900 pies/hora.

d).- INTERPRETACION

No sólo se aplica en la evaluación de parámetros  
petrofísicos sino también en estudios geológicos  
Algunas de las posibles aplicaciones son las si-  
guientes:

- A. Evaluación del volúmen de arcilla en presen-  
cia de componentes radioactivos no arcillo -  
sos.

Las arenas feldespáticas y las micas, contie-  
nen Potasio en su fórmula química. Por lo -  
tanto el Registro GR no es un buen indicador  
de arcillosidad, sin embargo removiendo del  
registro de Rayos Gamma la contribución he-  
cha por el Potasio se logra un buen indica -  
dor de arcilla. Por el contrario la concen-

tración de Potasio es prácticamente nula, - mientras que la concentración de Uranio puede variar debido a la precipitación de sales durante la circulación de aguas. Si se resta a la curva de rayos gamma la contribución del Uranio, se obtiene un buen indicador de arcillosidad en zonas con carbonatos radioactivos.

B. Análisis del tipo de arcilla

Los porcentajes de Th, K y U dependen del tipo de arcilla.

C. Detección de minerales pesados.

El Th y U se encuentran relacionados con minerales pesados (Monozita, Zircón...).

D. Evaluación del contenido del Potasio en evaporitas.

E. Correlación entre pozos

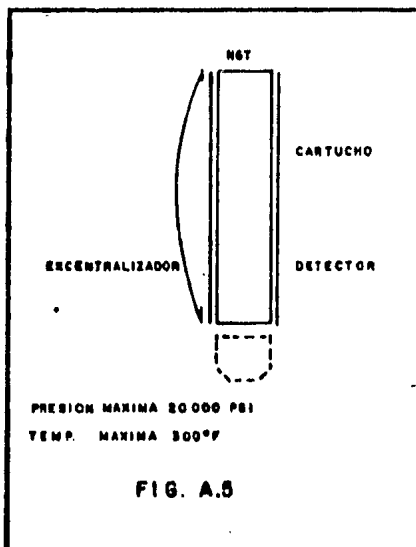
En muchas ocasiones la correlación entre pozos es difícil con los registros convencionales. El registro NGS es de gran ayuda en estos casos pues permite la correlación entre pozos de cada una de las curvas de Th, K o U.

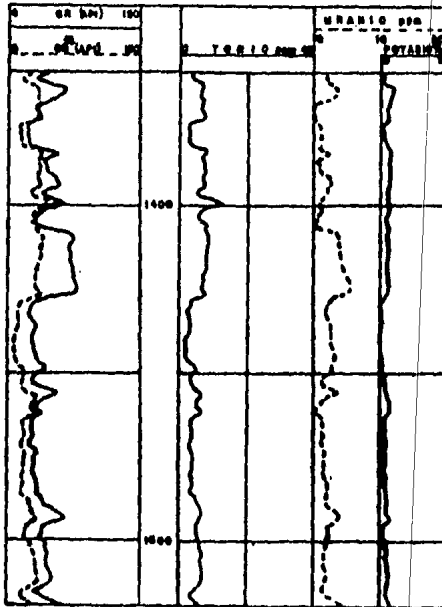
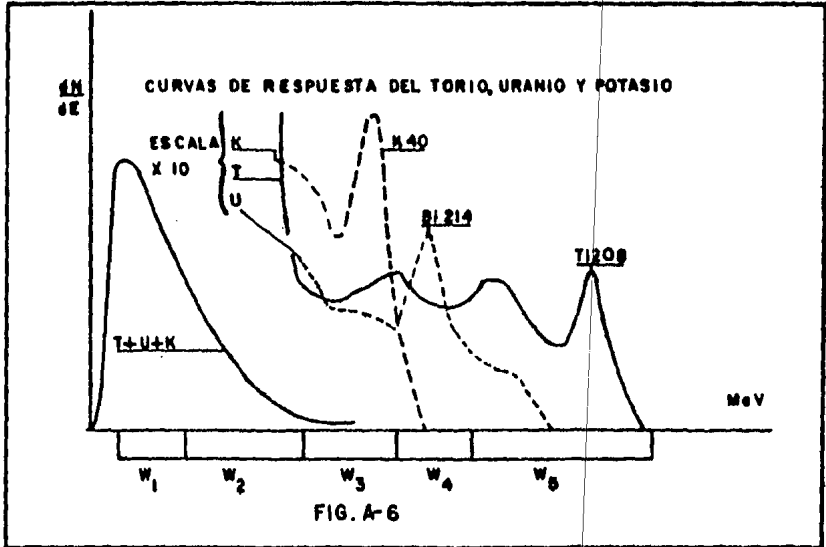
Ejemplo:

La figura A.8, muestra un registro GNS en una zona donde la correlación con registros de -resistividad es difícil. El registro GR convencional no ayuda mucho, porque en los lugares indicados con flechas (arriba y abajo -

de la discordancia) no hay mucha diferencia en radioactividad. Lo mismo pasa con los registros resistivos.

Sin embargo, al analizar la Espectroscopía, se observa que a los 3,895 pies la cantidad de Torio aumenta y el Potasio disminuye, - ocurriendo lo contrario arriba de la profundidad indicada. Las muestras de núcleo y canal confirmarán el cambio de formación.





**FIG. A.7**

	PROPIEDADES QUIMICAS	TRANSPORTE	OCURRENCIA
K	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Valencia <math>1^+</math></li> <li>- Es soluble</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-En solución - (grandes distancias)</li> <li>-Feldespatos y - minerales micáceos en suspensión.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Sedimentos detríticos:</li> <li>-En sedimentos inmaduros (Feldespatos, micas).</li> <li>-En arcillas en general- (absorción)</li> <li>-En arcillas micáceas - (Estructuralmente)</li> <li>-Sedimentos Químicos</li> <li>-En Evaporitas</li> <li>-En calizas originadas - en algas.</li> </ul>
Th	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Valencia <math>4^+</math></li> <li>- Insoluble</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Únicamente en - suspensión</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Solamente sedimentos de tríticos.</li> <li>-En minerales arcillosos (por absorción)</li> <li>-En minerales pesados - (monazite, allanite).</li> <li>-En cenizas volcánicas</li> <li>-En sedimentos residuales que quedan luego - que K y U son eliminados por erosión.</li> </ul>
U	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Valencias <math>4^+</math> y <math>6^+</math></li> <li>- <math>U^{4+}</math> es insoluble</li> <li>- <math>U^{6+}</math> es soluble en la forma de un - Complejo <math>UO_2^+</math></li> <li>- Dependiendo del Ph y Eh, el ión <math>UO_2^{2+}</math> se combina con sulfatos carbonatos - o materiales orgánicos.</li> <li>- <math>UO_2^{2+}</math> se precipita - con fosfatos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-En solución</li> <li>-En suspensión</li> <li>-En animales que fijan Uranio.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Sedimentos detríticos:</li> <li>-En minerales arcillosos (absorción)</li> <li>-En minerales pesados - (Zircón).</li> <li>-En cenizas volcánicas</li> <li>-Sedimentos Químicos</li> <li>-En carbonatos</li> <li>-En fosfatos</li> <li>-En materia orgánica</li> </ul>

TABLA A.2

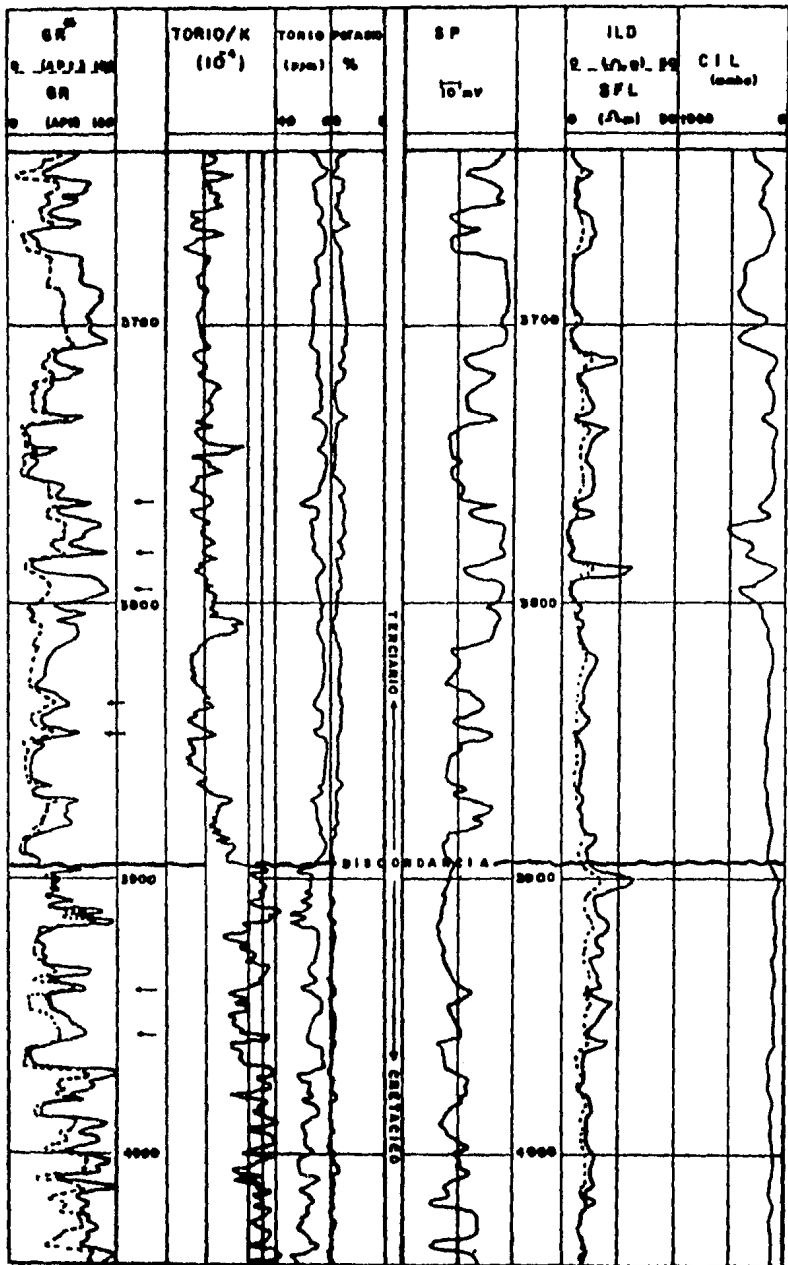


FIG. A.6

### 3.- PROCESOS SINERGETICOS

Se presentarán en forma general los procesos sinérgicos que emplean información de los Registros Radioactivos y Nucleares.

Los procesos sinérgicos son una combinación de datos que da mejor respuesta evaluativa que si los datos son tratados en forma independiente.

Se realizan los procesos sinérgicos cuando los datos han pasado las fases de edición y pre-interpretación.

A continuación se muestran los diferentes procesos de evaluación sinérgica.

Tipo de Proceso: PARSEL/SARABAND

Uso : Evaluación de formaciones: arenas - arcillosas

Registros que utiliza como entrada :

FDC, GR, CNL, SP, BHC, todos los de resistividad y microresistividad.

Resultados : Porosidad  $\phi$ , saturación de agua Sw, Saturación de agua en la zona invadida Sxo, Volúmen de arcilla Vch, - Índice de limolita SI, densidad de hidrocarburos  $\rho_h$ , Índice de Permeabilidad K.

Tipo de Proceso : DET/CORIBAND

Uso : Evaluación de formaciones: Litologías complejas.



- Registros que utiliza como entrada : FDC, CNL, GR, SP, BHC, Todos los de resistividad y microresistividad.
- Resultados : Porosidad  $\emptyset$ , Saturación de agua  $S_w$ , Saturación de agua en la zona invadida  $S_{xo}$ , Volúmen de Lutita  $V_{sh}$ , densidad de grano  $\rho_m$ , Índice de Permeabilidad  $K$ , Índice de Porosidad Secundaria SPI.
- Tipo de Proceso : Global
- Uso : Modelo múltiple para evaluación de formaciones
- Registros que utiliza como entrada : FDC, CNL, GR, SP, BHC, Todos los de resistividad y microresistividad, LDT, TDT, EPT, NGT
- Resultados : Dependen del modelo de interpretación elegido y de la cantidad de registros de entrada
- Tipo de Proceso : TDT-CPI
- Uso : Interpretación de formaciones y yacimientos en pozo revestido
- Registros que utiliza como entrada : TDT, CNL, GR en pozo revestido FDC, CNL, BHC, GR, SP, todos los de microresistividad y resistividad, SA RABAND, CORIBAND, GLOBAL o previos TDT-CPI
- Resultados : Porosidad  $\emptyset_e$ , saturación de agua  $S_w$ . Volúmen de lutita  $V_{sh}$ , cambios en la saturación con el tiempo  $\Delta S_w$ . Efecto de acidificación  $-\Delta \Sigma$ .

Tipo de Proceso: MPL

Uso : Estimación de las propiedades mecánicas de la formación para predecir enarenamiento y gradientes de presiones hidrostáticas para fracturamientos.

Registros que utiliza como entrada : BHC, FDC, GR  
La disponibilidad de resultados de CORIBAND, SARABAND, GLOBAL o TDT - CPI mejora la exactitud del cálculo.

Resultados : Compresibilidad de la formación -G  
Módulo de cizallamiento  $\frac{1}{Cb}$   
Gradiente de presión para fracturación  $\frac{1}{Fpg}$

Tipo de Proceso : GEOGRAM

Uso : Sismograma sintético computado

Registros que utiliza como entrada : BHC ó LSS Resultados: Sismograma-Sintético

FDC, WST, HDT Resultados: Curva de corrimiento para  $\Delta t$ .

CORIBAND, SARABAND ó GLOBAL Resultados: Registro de Impedancia acústica, Registro de Densidad corregido por efectos de pozo e invasión.

La figura A-9 muestra un Registro Sinérgico: GLOBAL SARABAND.

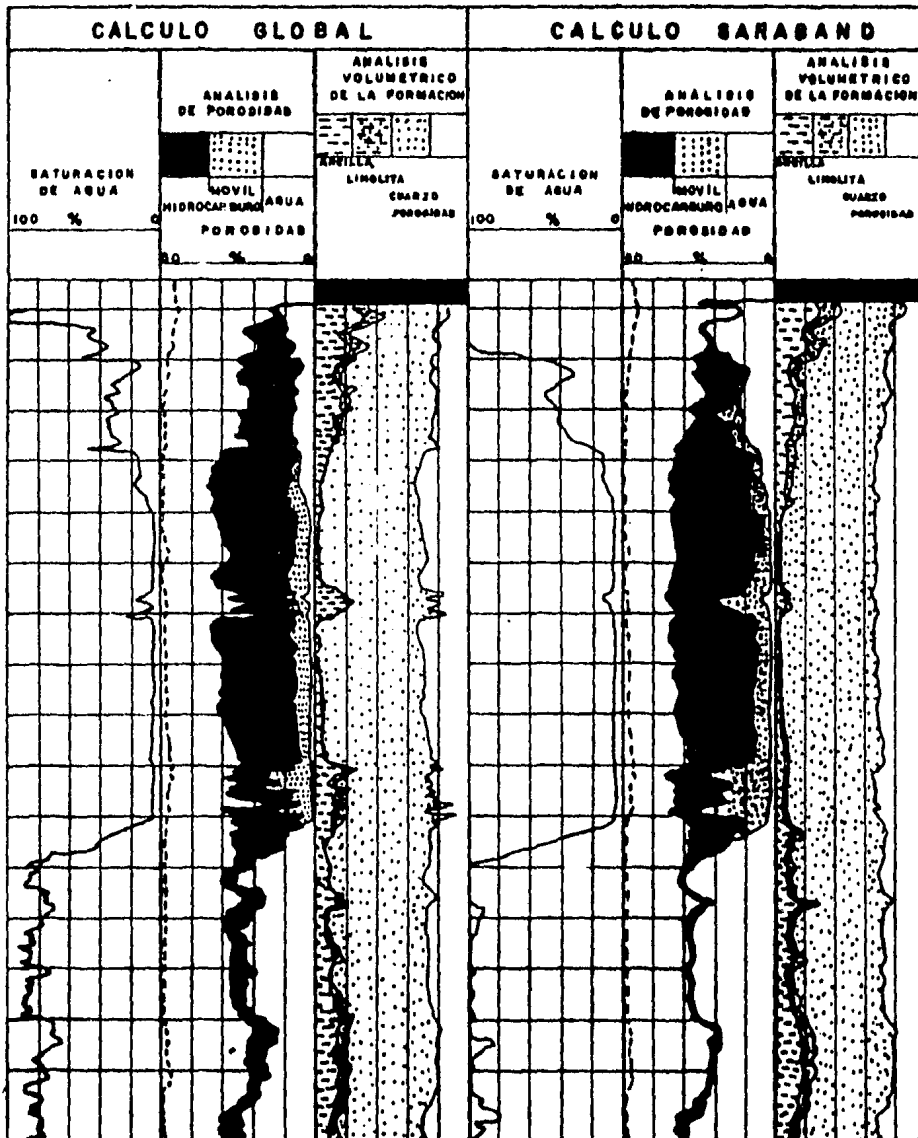


FIG. A.9

## CONCLUSIONES

La importancia y aplicación de los Registros Nucleares y Radioactivos en la Industria Petrolera, es determinante en el éxito de un pozo. La información obtenida de ellos es básica en interpretaciones cualitativas y proporciona los datos de entrada para Registros Sinérgicos.

Los Registros Radioactivos y Nucleares son fundamentales para la Determinación de la Litología, la cuál se puede obtener a partir de:

- Nomogramas que relacionen  $\rho_D - \rho_N$
- Nomogramas M- N calculado a partir de  $\rho_b, \rho_N$  y  $\Delta t$
- La curva  $P_e$  del Registro de Lito-densidad (LDT)
- El Registro de Espectroscopía de Rayos Gamma Naturales - (NGRS)

Determinación de Porosidades a partir de:

- Los Registros FDC, CNL, SP por medio de sus nomogramas
- Ecuaciones de recurrencia cuando el  $V_{sh}$  es menor al 10%, una buena aproximación de la porosidad se obtiene al aplicar las siguientes fórmulas:

$$\rho = \frac{\rho_D + \rho_N}{2} \quad \text{ó} \quad \rho = \sqrt{\frac{\rho_N^2 + \rho_D^2}{2}}$$

### 1.- DETECCION DE GAS

Por medio de las curvas del CNL-FDC en forma general. Determinaciones de la porosidad en zonas gasíferas, - se requieren interpretaciones mas sofisticadas utilizando el Registro de Microresistividad para determi -

nar la saturación de gas en la zona invadida.

2.- DETECCION DE FRACTURAS POR MEDIO DE LAS CURVAS DE:

- Rayos Gamma. Frente a zonas fracturadas se observan aumentos considerables de Rayos Gamma probablemente por la precipitación del óxido de Uranio depositado durante la circulación de las aguas en el sistema de fracturas.
  
- Espectroscopía de Rayos Gamma Naturales. Casos similar al anterior.
  
- Densidad. En una fractura el contacto almohadilla-pared no se realiza y se verá una caída abrupta de la densidad y un pico positivo en la corrección  $(\Delta\rho)$ .
  
- Lito-densidad. La sección de captura fotoeléctrica  $(\bar{\mu}_a)$  de la barita es de 50 a 100, mayor que las fracciones normales, por lo que pico positivos en el factor fotoeléctrico, indican que pequeños porcentajes de barita se han introducido en las fracturas.
  
- Caliper. En zonas donde otros registros muestran que se trata de una formación limpia, un aumento anormal en el caliper puede indicar zonas con planos de debilidad debido a la presencia de fracturas.

3.- OTRAS APLICACIONES

Se utilizan los Registros CNL-FDC-GR en la evaluación de la saturación de Vapor para pozos de producción.

El Registro TDT-K se utiliza en la técnica "LAPSOS -

**DE TIEMPO" para detectar cambios en la saturación -  
de agua y movimientos del contacto de fluidos.**

## B I B L I O G R A F I A

GAMMA RAY, NEUTRON AND DENSITY LOGGING.

SPWLA reprint volume

March, 1978.

Del volúmen anterior se tomaron los siguientes artículos:

- A.- "RADIATIO LOGGING"  
J.Tittman  
Petrol. Eng.Conf. (1966)
- B.- "A REVIEW OF FUNDAMENTAL NUCLEAR PHYSICS APPLIED -  
TO GAMMA RAY SPECTRAL LOGGING"  
J.D. Owen, oct.1966
- E.- "API CALIBRATION FACILITY FOR NUCLEAR LOGS"  
W.B.Belknap, J.T. Dewan, 1959
- G.- "FLUID MIGRATION BEHIND CASING REVEALED BY GAMMA -  
RAY LOGS.  
Killion, 1966.
- H.- "GAMMA RAY LOG RESPONSE OF SHALY SANDSTONE"  
Heslop, 1974.
- K.- "SOME PRELIMINARY INVESTIGATIONS OF CUANTITATIVE -  
INTERPRETATIONS OF RADIOACTIVITY LOGS"  
Bush and Mardock,  
AIME vol. 19 (1950)
- L.- "THE SIDEWALL EPITHERMAL NEUTRON POROSITY LOGS"  
Tittman, Sherman, Nagel  
Trans.AIME vol. 237 (1966)

- M.- "RESPONSE OF NEUTRON AND FORMATION DENSITY LOGS  
IN HYDROCARBON BEARING FORMATIONS"  
Gaymard and Poupon, 1968
- N.- "THE EXCAVATION EFFECT"  
Segesman and Liu  
SPWLA (1971)
- O.- "THE DUAL-SPACING NEUTRON LOG-CNL"  
Alger, Locke, Nagel (1972)
- P.- "SOME FEATURES OF DUAL-SPACING NEUTRON POROSITY-  
LOGGING"  
Allen, Mills, Desai, Galdwell  
SPWLA, (1972)
- Q.- "THE COMPENSATED NEUTRON LOG AND THE EFFECTS OF-  
ENVIRONMENT"  
Wilson, Wichman  
SPE (1974)
- R.- "PROGRESS REPORT ON INTERPRETATION OF DUAL-SPACING  
NEUTRON LOG (CNL) IN THE U.S.A."  
Truman, Alger, Connell and Smith  
SPWLA, 1972
- S.- "THE DUAL-SPACING FORMATION DENSITY LOG"  
Whal, Tittman, Johnston and Alger  
AIME, Vol.249
- T.- "DEPTH OF INVESTIGATION OF NEUTRON AND DENSITY SON  
DES FOR 35% POROSITY SAND"  
Sherman and Locke  
SPWLA, 1975.



FORMATION DENSITY LOGGING (GAMMA-GAMMA)  
J.Tittman and J.S. Wahl  
GEOPHYSICS Vol.XXX No.2 April 1965

EVALUACION DE FORMACIONES EN VENEZUELA  
Schlumberger Surencó, S.A.  
1980, Mayo.

TRAINING BOOK CNT-A  
Schlumberger, 1981

INTERPRETACION DE PERFILES VOLUMEN I, FUNDAMENTOS  
Schlumberger, 1972

LOG INTERPRETATION PRINCIPLES VOLUME II  
Schlumberger, 1972

ENGINEER TRAINING MANNUAL CNT  
Schlumberger, 1980

REGISTRO RADIOACTIVO NEUTRON COMPENSADO  
Tesis Profesional: Ricardo Hernández H  
Universidad Veracruzana, 1984

ENGINEER TRAINING MANNUAL  
THERMAL DECAY TIME LOG  
Schlumberger, 1981.

THERMAL DECAY TIME LOG  
TECHNICAL REPORT  
Schlumberger

THERMAL DECAY TIME LOGGING USING DUAL DETECTION  
Schlumberger Well Services

QUANTITATIVE INTERPRETATION OF THERMAL NEUTRON DECAY  
TIME LOG  
PART I FUNDAMENTAL AND TECHNIQUES  
Schlumberger

QUANTITATIVE INTERPRETATION OF THERMAL NEUTRON DECAY  
TIME LOG:  
PART IV. EXAMPLE, INTERPRETATION ACCURACY AND TIME -  
LAPS TECHNIQUE  
Schlumberger

INTRODUCCION AL ANALISIS DE LOS REGISTROS DE POZOS  
Halliburton/Welex  
Mayo, 1980.

ENGINEER TRAINING MANNUAL  
PGT-POWER GAMMA TOOL  
Schlumberger, 1980

MANUAL DEL PERSONAL DE CAMPO  
Schlumberger, 1977

CSU WELL SITE PRODUCTS AND CALIBRATION GUIDE CP 26  
Schlumberger, Nov. 1983.

ENCYCLOPEDIA DICTONARY OF EXPLORATION GEOPHYSICS

Compiled by: R.E.Sheriff

Second Edition

SEG 1984

GEOPHYSICAL LOGGING FOR MINERAL APPLICATIONS

Hallenburg James K  
PENN WELL BOOKS  
TULSA, OKLAHOMA 1984

HANDBOOK OF WELL LOG ANALYSIS

Pirson SYLVANN S.  
Petroleum Engineering Department  
The University of Texas, 1963  
Prentice-Hall Inc.

THE HISTORY OF A TECHNIQUE

Schlumberger

ESSENTIALS OF MODERN OPEN-HOLE LOG INTERPRETATION

Dewan, John T.  
Penn Well Publishing Co.  
Tulsa, Oklahoma, 1983

APPLIED OPEN-HOLE LOG INTERPRETATION  
Hilchie, Douglas W.  
Department of Petroleum Engineering  
Colorado School.