

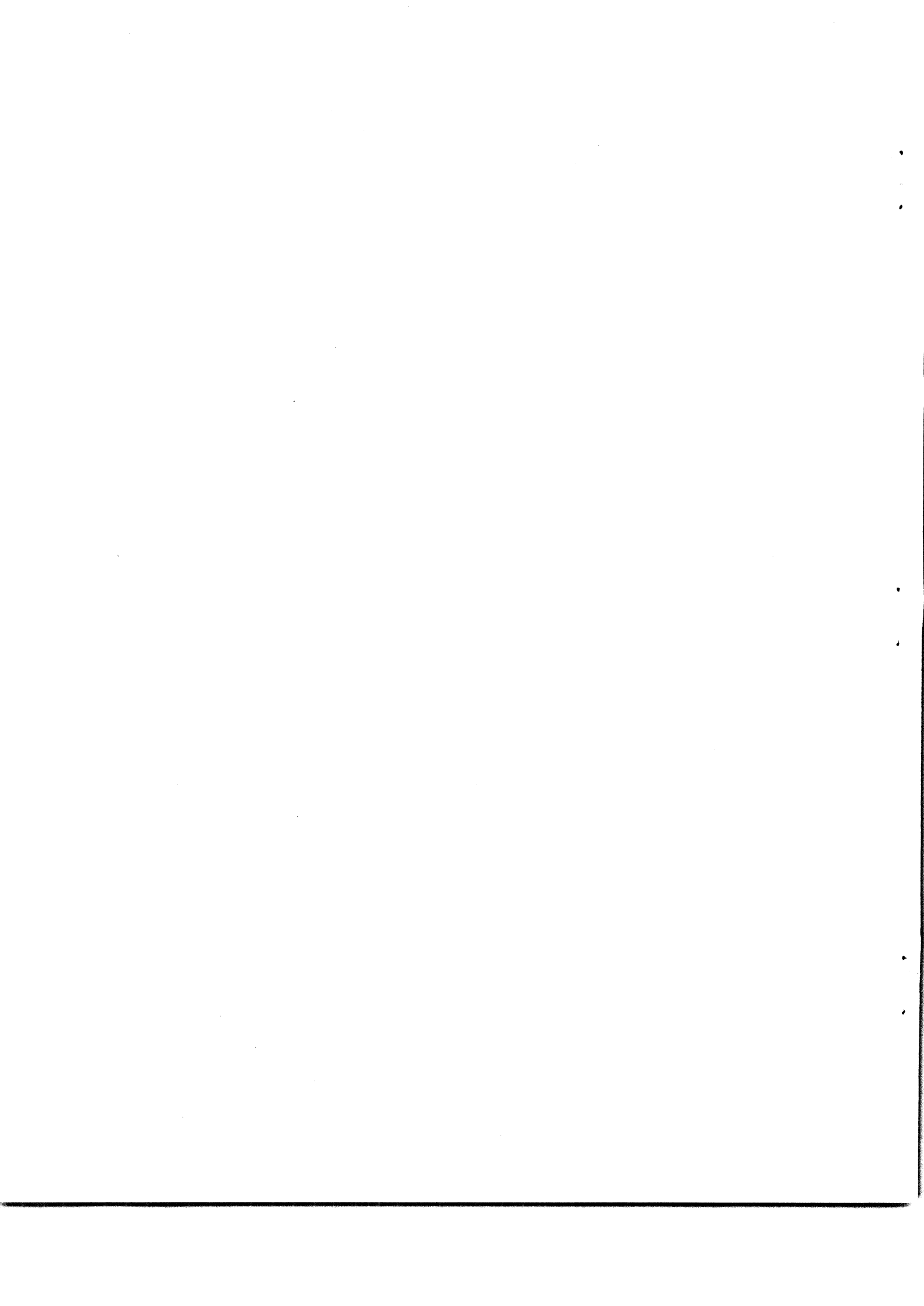


**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO  
FACULTAD DE INGENIERIA**

**APUNTES DE  
INTRODUCCION A LOS  
REGISTROS GEOFISICOS  
DE POZOS**

**F. ALEJANDRO ARROYO C.  
FRANCISCO J. ROIG S.**

**DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA  
DEPARTAMENTO DE GEOFISICA**





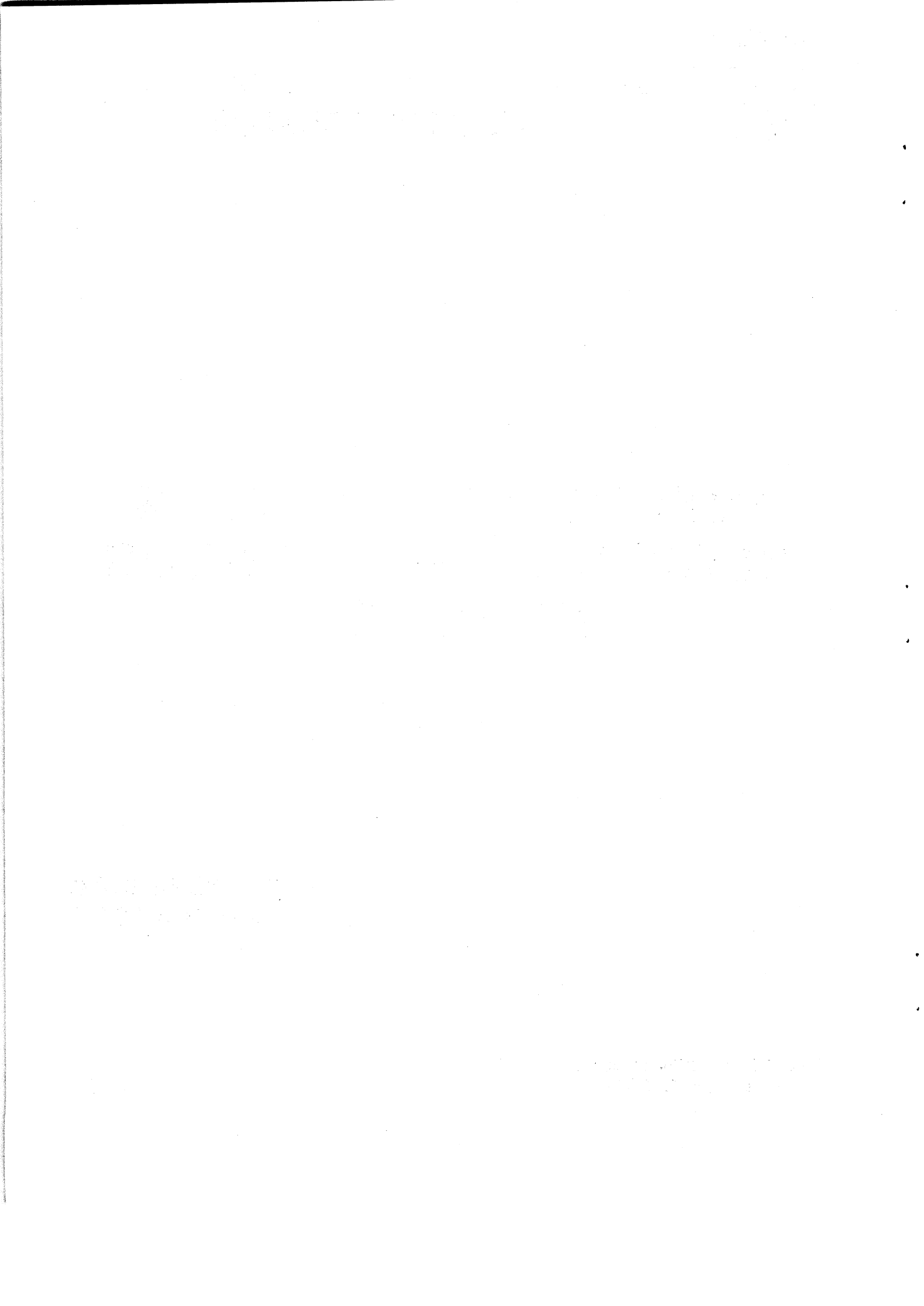
**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO  
FACULTAD DE INGENIERIA**

**APUNTES DE  
INTRODUCCION A LOS  
REGISTROS GEOFISICOS  
DE POZOS**

**F. ALEJANDRO ARROYO C.  
FRANCISCO J. ROIG S.**

**DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA  
DEPARTAMENTO DE GEOFISICA**

**FI/DICT/87-057**



# INDICE

	pág.
PROLOGO	
I. GENERALIDADES	1
I.1 Porosidad	3
I.2 Saturación	4
I.3 Permeabilidad	4
I.4 Tipos de Roca	5
I.4.1 Areniscas	5
I.4.2 Carbonatos	5
I.5 Resistividad	5
II. DESCRIPCION DE LAS HERRAMIENTAS	7
II.1 Potencial Espontáneo	7
II.2 Herramientas de Resistividad	9
II.3 Herramientas de Inducción	9
II.4 Herramientas de Micro Resistividad	10
II.5 Herramientas de Porosidad	10
II.5.1 Registro Sónico	10
II.5.2 Registro de Densidad	11
II.5.3 Registro de Neutrones	13
II.6 Herramientas de Rayos Gamma Naturales	13
II.7 Herramienta de Espectro de Rayos Gamma Naturales	14
II.8 Herramientas Especiales	14
III. ANALISIS BASICO	15
III.1 Relaciones de temperatura y Resistividad	15
III.2 Cálculo de la Resistividad del Agua a partir de la curva SP	15
III.3 Determinación de la Saturación de Agua	19
III.4 Gráficas Interrelación resistividad porosidad	22
III.4.1 Gráfica de Hingle	22
III.4.2 Gráfica de Pickett	23
III.5 Correcciones para Formaciones sucias	24
III.6 Respuesta de tres herramientas de porosidad en litología compleja	26

IV. TECNICAS RAPIDAS DE INTERPRETACION (Quick Look)	36
IV.1 Efectos de Gas	36
IV.2 Técnica Rwa	36
IV.3 Sobreposición de F	40
IV.4 Registro Rxo/Rt	40
	40
V. ANALISIS POR COMPUTADORA	
VI. ANALISIS GEOLOGICO	42
VI.1 Ambiente Geológico y las formas de la curva SP	42
VI.2 Análisis de Registro de Rayos Gamma y Espectral	49
VI.3 Correlación	51
VII. TABLAS	55
I. Porcentaje de material radiactivo de algunas arcillas	55
II. Valores de la Matriz	55
III. Herramientas de Resistividad	56
IV. Herramientas de Micro-resistividad	57
V. Herramientas de Porosidad	58
VI. Registros utilizados para correlación	59
BIBLIOGRAFIA	61
LISTA DE FIGURAS	62

## PROLOGO

Los Registros Geofísicos de Pozos son técnicas que se utilizan para determinar casi de manera directa propiedades y parámetros físicos de las rocas. Tradicionalmente se les ha definido como "la representación digital o analógica de una propiedad física que se mide contra la profundidad".

En la actualidad se utilizan para determinar el contenido de hidrocarburos, agua, minerales, y competencia de las rocas que están sujetas a diferentes esfuerzos, también sirven para localizar y analizar rocas arcillosas y con composición mineralógica compleja. El uso de éstos ha ayudado a comprender mejor las características del subsuelo. Los avances están llegando actualmente a predecir la productividad del yacimiento y la permeabilidad.

Esta obra tiene como objetivo principal introducir y dar un panorama general acerca de las diferentes herramientas que se utilizan para determinar algunas propiedades físicas de las rocas atravesadas por un pozo, como eléctricas, radiactivas y acústicas, con el propósito de correlacionarlas con la geología para poder cuantificar y explotar los recursos del subsuelo. Este material será de mucha utilidad para todas aquellas personas interesadas en el tema, en especial para los alumnos de la carrera de Ingeniero Geólogo que cursan la asignatura Exploración Geofísica, en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Autónoma de México.

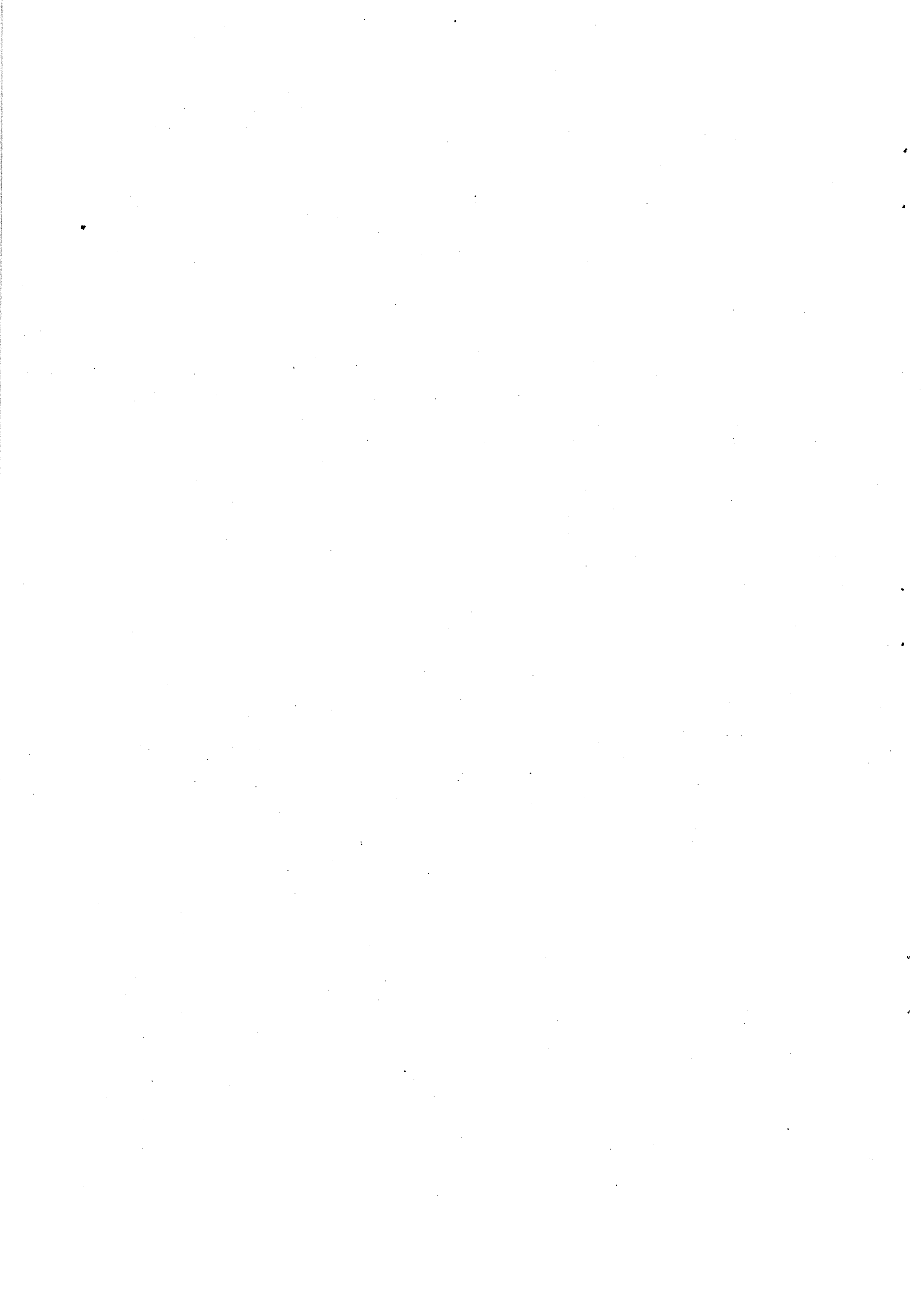
De acuerdo con el objetivo planteado, se describirán brevemente los instrumentos más comunes, sus aplicaciones y los métodos más utilizados en la interpretación de la información.

Uno de los principales problemas a los que se enfrentan muchos de los estudiantes es la falta de material bibliográfico que les sirva de guía para que consulten y aclaren sus dudas. Con esto no se intenta sustituir la bibliografía básica que está escrita principalmente en el idioma inglés, sino que tengan otro punto de vista que les ayude a ampliar su criterio.

Se agradecerá a todos los lectores de esta obra, nos hagan llegar sus sugerencias, correcciones y aportaciones con el propósito de mejorarla.

Se hace un reconocimiento muy especial al Ing. Bernardo Martell Andrade por sus sugerencias, recomendaciones y correcciones al escrito, y al Sr. Eugenio Matus Navarrete que colaboró en la mecanografía del mismo.

Ing. F. Alejandro Arroyo Carrasco  
Ing. Francisco J. Roig Sampedro





## I. GENERALIDADES

Los registros de pozos son técnicas que se utilizan en pozos para la exploración y explotación petrolera, minera, geohidrológica, geotérmica y geotécnica. Sirven para determinar insitu propiedades físicas de las rocas. Se distinguen de otros métodos geofísicos porque dan un diagnóstico más confiable de las condiciones de las rocas que están en el subsuelo, de la tubería de revestimiento y de la cementación, ya que miden directamente las propiedades físicas y ayudan a verificar los parámetros medidos en la superficie.

El mayor avance que han tenido es en el área petrolera, aunque actualmente se han difundido a varias áreas dada su confiabilidad y versatilidad. Son mucho más económicos que los núcleos; aparte de dar una información continua de todo el pozo, tienen un mayor radio de investigación. La aplicación de un conjunto de registros en cualquier área representa alrededor del 5 al 10% del costo de un pozo ya en operación.

Un registro de pozos es una representación digital o analógica de una propiedad física que se mide contra la profundidad. La obtención de éste se realiza a partir de una sonda que va recorriendo la trayectoria del pozo y de un equipo superficial que traduce la información enviada por la sonda a través de un cable que se registra en una cinta magnética o película fotográfica. La última forma puede ser de diferentes tipos según se muestra en la fig. 1.

Las sondas son cilindros de metal que tienen en su parte interior circuitos electrónicos muy sofisticados y varían de acuerdo, a la propiedad que mide, a las necesidades de investigación, condiciones y profundidad del pozo. La manera de medir las distintas propiedades de las rocas parte de un sistema básico común: un emisor (electrodo, bobina, emisor de radiactividad, emisor de neutrones, emisor de ondas acústicas) que envía una señal (corriente eléctrica, campo electromagnético, radiactividad, neutrones u ondas acústicas) hacia la formación. Uno o varios receptores miden la respuesta de la formación a cierta distancia del emisor.

En la actualidad los registros son adecuados para la determinación del contenido de hidrocarburos, agua, minerales y competencia de las rocas sujetas a diferentes esfuerzos, también para localizar formaciones de alta y baja porosidad, identificar lutitas, formaciones de litología compleja, condiciones del agujero y tubería. Además, se está tratando de predecir con estos registros la productividad del yacimiento y la permeabilidad.

1/500		REGISTRO COMBINADO COMPLETO	
Schlumberger			
PAIS	YACIMIENTO	POZO	COMPANIA
COMPANIA _____			
POZO _____			
YACIMIENTO _____			
PAIS _____		PROVINCIA _____	
Ubicación		Otros Servicios :	
LAT: 19°29'		Elev. : M.R. 10	
LONG: 91°59'		P.T.	
		K.B.	
		o N.T.	
Nº Ref. 400.477			
Dato permanente		Elev. : M.R. 10	
Perfil medido desde M.R.		m. arriba dato perm.	
Perforación medida desde M.R.		m. arriba dato perm.	
Cartera Nº	UNO	DOS	IRES
Fecha	4-abril-77	16-abril-77	22-Julio 77
Primera lectura	152	510	2360
Ultima lectura	61	153.5	494
Intervalo medido	91	356.5	1866
Tubería Schlum.		153.5	494
Tubería Perforador	59.96	154	496
Prof. alcanzada	152.5	510.5	2360.5
Fondo Perforador	154	510	2360
Tipo de Lodo	Agua Salada	Bentonítico	C.L.S.E.
Dens. Visc.	1.20	1.05	95
Resistividad	(a) °F	(a) °F	1.50 (a) 22 °F
Resist. al Fondo	(a)	(a)	2.55 (a) 66
pH. Agua libre	cc/30 min.	10 4.2 cc/30 min.	8.5 50 cc/30 min.
Orig. de la Muestra			
Rmt	(a) °F	(a) °F	1.0 (a) 22 °F
Rmc	(a) °F	(a) °F	2.61 (a) 22 °F
Diámetro mecha	17/1/2"	14 3/4"	14 3/4"
Diámetro tubo			
Tiempo Operación			
Camión Nº		C-58	C-59
Medida hecha por	J.H.H.S.	A.J.R.M.	J.A.R.T.
Testigo	R.R.C.	R.R.C.	R.L.A.

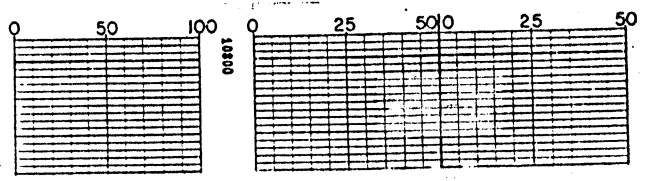
PLEGAR AQUÍ

Observaciones

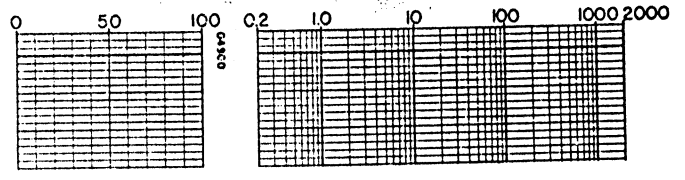
\* Toda interpretación es una opinión basada en inferencias de las medidas eléctricas u otras medidas y no podemos garantizar ni garantizar, la exactitud o corrección de ninguna interpretación y no asumimos, excepto en el caso de culpa grave por nuestra parte, responsabilidad alguna por pérdidas, costos, daños o gastos incurridos o sufridos por persona alguna como resultado de cualquier interpretación hecha por uno de nuestros funcionarios, agentes o empleados. Estas interpretaciones están también sujetas a la precipitación en la Cláusula 4 de nuestros Términos y Condiciones Generales según consta de nuestra Lista de Precios Vigente.

POROSIDAD			TIEMPO DE PROPAGACION microsegundos por pie 20
RESISTIVIDAD ohms-m <sup>2</sup> /m			INDUCCION PROFUNDA 1000
Profund.	1/500	26	50
	DIAMETRO DEL POZO pulgadas		
POTENCIAL ESPONTANEO milivolts		20	50
MINV		20	
MMOR		20	50

LINEAL



LOGARITMICA



HIBRIDA

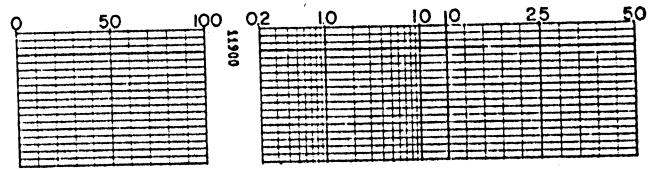


Figura 1. Presentación de un Registro Geofísico de Pozo mostrando el encabezado y las diferentes rejillas.

La introducción de las computadoras dentro de los equipos de registro ha ayudado a agilizar el procesamiento de la información y dar un diagnóstico en el mismo pozo en muy poco tiempo. Una interpretación más a detalle se realiza en los centros de proceso que tienen las compañías de servicio en algunas ciudades. Allí se hace un análisis en el que se puede llegar a determinar variaciones en las estructuras geológicas, arcillosidad de la formación, cantidad de dolomitización en una secuencia de carbonatos, etc. Con la información obtenida del análisis se pueden realizar mapas que ayudarán al geólogo en su interpretación de la geología del subsuelo.

Los pozos se pueden dividir de acuerdo a la operación que se esté realizando en: Exploración, Explotación o Desarrollo y de Relleno. Cada uno de éstos cumple ciertas condiciones en la exploración y explotación de los recursos del subsuelo.

Los registros de pozos no identifican cuantitativamente el tipo de roca atravesada por el pozo, miden propiedades químicas y físicas de las rocas las cuales se correlacionan con las muestras de canal y núcleos extraídos durante la perforación. Las lutitas y arcillas, yeso, gas y anhidrita son las que más distorsionan la medición por lo que requieren de un tratamiento especial.

El propósito de estas notas es el de dar una introducción al análisis e interpretación de los registros para obtener las propiedades de las rocas y determinar la capacidad de éstas para contener algún fluido o mineral de interés, su volumen relativo y la habilidad de los fluidos a escapar de la formación hacia el pozo.

**I.1 Porosidad.** Es la fracción del volumen de una roca, ocupado por algún fluido.

Se pueden distinguir diferentes tipos de porosidad:

a) porosidad total ( $\phi_t$ ): es la relación del volumen total de espacios "vacíos" (poros, canales, vesículas, etc.) existentes entre los elementos minerales de la roca, al volumen total de la roca.

$$\phi_t = \frac{V_t - V_s}{V_t} = \frac{V_p}{V_s} \quad (1)$$

$V_p$  = volumen de espacios "vacíos". En realidad generalmente ocupados por fluidos: agua, gas o aceite.

$V_s$  = volumen ocupado por los elementos sólidos.

$V_t$  = volumen total de la roca.

La porosidad total  $\phi_t$  puede escribirse de la siguiente manera:

$$\phi_t = \phi_1 + \phi_2 \quad (2)$$

1 es la porosidad primaria, la cual puede ser: intergranular o intercrystalina. Depende de la forma, tamaño y acomodamiento de los sólidos, es el tipo de porosidad que se encuentra más comúnmente en las rocas clásticas.  $\phi_2$  es la porosidad secundaria, formada por las vesículas o cavernas causadas por la disolución de la matriz, y las fisuras o fracturas causadas por fuerzas mecánicas. Es común encontrarla en rocas de origen químico u orgánico (bioquímico).

b) porosidad interconectada ( $\phi_c$ ): es aquella formada exclusivamente por aquellos poros que están conectados entre sí.

c) porosidad potencial ( $\phi_p$ ): es aquella parte de la porosidad interconectada, en la cual el diámetro de los canales de conexión entre los poros es lo suficientemente grande, para permitir que los fluidos fluyan (mayor de 50  $\mu\text{m}$  para el aceite, 5  $\mu\text{m}$  para el gas).

d) porosidad efectiva ( $\phi_e$ ): es un término usado exclusivamente en el análisis de registros de pozos. Es la porosidad accesible a los fluidos libres, excluye por lo tanto a la porosidad no conectada y al volumen ocupado por el agua ligada a las partículas de arcilla.

La determinación insitu de este parámetro se puede obtener por diversos mecanismos.

**I.2 Saturación.** Es la fracción del volumen del poro de una roca que está lleno con un fluido.

$$S = \frac{\text{Volumen del fluido}}{\text{Volumen del poro}} \quad (\%) \quad (3)$$

En registros de pozos generalmente se habla de la saturación del agua, ya que es muy sencilla de evaluarla.

**I.3 Permeabilidad.** Es la medida de la capacidad del medio para transmitir fluidos. Es una característica física de la roca que depende del arreglo de los granos, partículas, cementante y arcilla. Es difícil cuantificarla a partir de registros, ya que éstos solo proporcionan indicios. La unidad es el milidarcy. Se puede dividir en absoluta, cuando solo hay un fluido en los poros, efectiva cuando hay más de un fluido en los poros y relativa que es la relación entre la permeabilidad efectiva con un

fluido específico y la permeabilidad absoluta. Hasta ahora la manera más exacta de cuantificarla es a partir de análisis de núcleos. Una estimación a partir de registros para rocas granulares, la propone Timur:

$$K = \frac{0.136 \phi^{4.4}}{S_{wi}^2} \quad (\text{milidarcys}) \quad (4)$$

donde  $S_{wi}$  es la saturación de agua irreductible.

**I.4. Tipos de roca.** Las rocas que más se han estudiado a partir de registros son las sedimentarias, motivo por el cual se verán a continuación cuáles son sus características en general.

**I.4.1. Areniscas.** Sus porosidades son hasta del 40%. Cuando tienen valores menores del 7% en zonas con gas y del 8% en zonas con aceite, la permeabilidad será muy baja y no producirán. El límite comercial es del orden del 9%. Cuando existan yacimientos con valores menores que este límite posiblemente se deberá a que la roca está fracturada o el paquete de roca es tan pequeño que las herramientas no miden exactamente en la zona de interés.

Se puede decir que a medida que la porosidad disminuye la saturación de agua aumenta.

**I.4.2. Carbonatos.** Las porosidades son menores del 40%, el límite comercial es del 4%. La relación  $S_w - \phi$  es más variable que en las areniscas. Se requiere conocer el área para establecer un valor de corte realista.

**I.5. Resistividad.** Es la medida de la dificultad que la corriente eléctrica encuentra al circular a través de un material. Es una de las propiedades más importantes en Registros de Pozos. Se mide en ohm-m.

Los parámetros que se pueden cuantificar a partir de registros de pozos son la porosidad y resistividad. La saturación de agua se puede calcular por la ecuación de Archie.

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{F R_w}{R_t}} \quad (5)$$

donde  $R_w$  es la resistividad del agua de formación,  $R_t$  es la resistividad verdadera de la roca en su estado natural sin contaminación del filtrado del lodo,  $n$  es el exponente de saturación y  $F$  es el Factor de Formación el cual se define como la resistividad de una roca 100% saturada con un fluido (generalmente agua salada) entre la resistividad del agua que la satura.

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (6)$$

Este factor se puede relacionar con la porosidad a través de la siguiente expresión:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (7)$$

donde  $a$  y  $m$  dependen de la geometría interna y del tipo de porosidad de la roca

Cuando se tienen rocas de tipo granular se utiliza:

$$F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}} \quad (8)$$

Expresión que es conocida como relación de Humble.

Mientras que para rocas carbonatadas:

$$F = \frac{1}{\phi^2} \quad (9)$$

Cuando se tiene lutita, arcilla, anhidrita, yeso, gas, etc., la relación (7) no se conserva, por lo que en dicha situación se requiere de un número mayor de registros para hacer correcciones que eliminen la influencia de estos elementos.

Para poder utilizar óptimamente la ecuación de saturación se requiere realizar algunas aproximaciones. Una de estas es la del cálculo de la resistividad del agua de formación. Es conocido que la resistividad cambia con la profundidad, se sabe además que el gradiente geotérmico en la Tierra está controlado por la conduc-

tividad térmica de la roca. En la práctica se mide la temperatura en el fondo del agujero y en la superficie, y se considera un gradiente lineal.

Debe puntualizarse también que en la solución de la ecuación de Archie se necesita determinar la resistividad de la zona virgen ( $R_t$ ) y la resistividad del agua en esta zona ( $R_w$ ). En la figura 2 se muestra que la influencia del proceso de perforación (de tipo rotaria), crea una invasión cilíndrica dentro de la formación, la cual es una función de la porosidad, permeabilidad de ésta y de la presión hidrostática de la columna del lodo. Es fácil identificar y de hecho hay que tener siempre en cuenta las diferentes zonas que se presentan en la figura 2, porque las herramientas medirán en alguna de éstas. Las herramientas que tienen mayor penetración dentro de la roca son las de resistividad aparente con radio de investigación profundo por lo que deben de realizarse correcciones para determinar la resistividad verdadera de la formación.

Las herramientas de porosidad (neutrón, densidad y acústicas) tienen un radio de investigación muy pequeño.

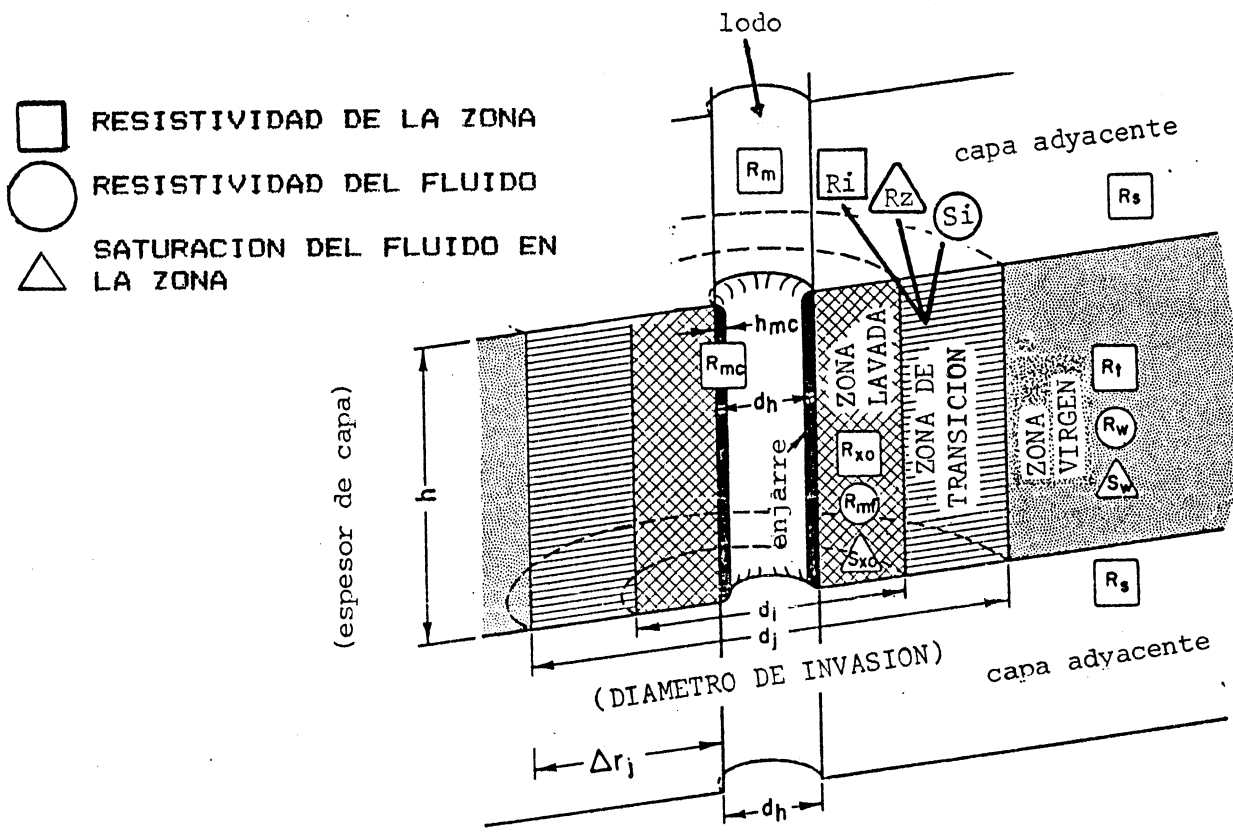
## II. DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS

### II.1. Potencial Espontáneo

Dentro de los pozos ocurren potenciales naturales (SP) que se miden a partir de un electrodo que va recorriendo las paredes del pozo y otro colocado en la presa del lodo, en la superficie. La diferencia de potencial entre los electrodos se registra en función de la profundidad. El potencial que se desarrolla dentro del agujero es el resultado de la diferencia de salinidad entre el fluido de perforación (lodo) y el agua de la formación.

El principal uso de la curva SP es para diferenciar capas impermeables, eléctricamente conductoras, (tales como las lutitas), de capas permeables. Como es una indicadora de la permeabilidad iónica, las deflexiones que se obtienen no sirven de mucho para cuantificar la permeabilidad del fluido. La magnitud de las deflexiones está controlada por el contraste de resistividad entre el lodo de perforación y el agua de formación. Por lo que es conveniente conocer la resistividad del lodo para poder calcular la resistividad del agua.

Las capas impermeables tienen una tendencia a ser estables y generalmente se presentan en el registro hacia la parte derecha del carril izquierdo. Las deflexiones ya sea hacia la izquierda o derecha de esta línea, conocida como LINEA BASE DE LUTITAS, indican permeabilidad. Que la deflexión de la curva de SP en zonas permeables sea hacia la izquierda o hacia la derecha,



PARAMETRO                      ZONA LAVADA      ZONA DE TRANSICION      ZONA VIRGEN

-Resistividad de la roca  
 -Saturación del fluido  
 -Porosidad  
 -Resistividad del fluido

$R_{xo}$

$R_i$

$R_t$

$S_{xo}$

$S_i$

$S_w$

$R_{mf}$

$R_z$

$R_w$

Ecuaciones

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

$$S_i = \sqrt[n]{\frac{F R_z}{R_i}}$$

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{F R_w}{R_t}}$$

con invasión

$$S_{xo} > S_i > S_w$$

sin invasión

$$S_{xo} = S_i = S_w$$

Figura 2. Representación esquemática de una sección transversal de un pozo indicando las zonas que se generan en el proceso de invasión

(tomado de Hilchie, D.W., 1978, pág. 2.11)



dependerá de que la salinidad del agua de formación sea mayor o menor respectivamente que la del fluido de perforación. El espesor de la capa y la arcillosidad afectan la magnitud de la curva por lo que en capas delgadas, menores de 5 m deben de hacerse correcciones antes de calcular la resistividad del agua de formación.

## II.2. Herramientas de Resistividad

El registro eléctrico es el primer equipo que se ocupa comercialmente para conocer la resistividad de las rocas. Está compuesto por dos electrodos de corriente y dos de potencial que están colocados a diferente espaciamento dentro de una sonda. El espaciamento de los electrodos proporciona la profundidad de penetración de la corriente. Este registro actualmente ya no se ocupa en la industria petrolera y su mayor aplicación es en la minería y geohidrología.

Las herramientas de resistividad que se utilizan actualmente en la industria petrolera tienen más de cuatro electrodos, se les conoce como registros Laterolog o de Guarda. El propósito que tienen es el de enfocar la corriente dentro de la formación y reducir los efectos de capas laterales y de agujero. La profundidad de penetración de la corriente depende del espaciamento de los electrodos. Tienen la ventaja de que puede correrse más de un arreglo simultáneamente. Se puede observar y cuantificar la invasión del filtrado del lodo.

Los registros Laterolog son efectivos en situaciones donde la resistividad del lodo es menor que la resistividad del agua de la formación. El tamaño de agujero y el espesor de capa afectan muy poco la respuesta del registro. Se pueden considerar los valores como verdaderos. Estos registros se utilizan en yacimientos de carbonatos. Como las salinidades de los fluidos de perforación y formación son muy semejantes, no se genera la curva SP. En este caso se obtiene el registro de Rayos Gamma Naturales.

## II.3. Herramientas de Inducción

La resistividad también se puede medir con herramientas que tienen bobinas. La ventaja de estos sistemas es que se pueden ocupar en agujeros secos o con lodos base aceite. De igual manera que los Laterolog, tienen combinaciones de bobinas para enfocar el campo eléctrico hacia la formación. La separación entre bobinas proporciona diferentes profundidades de investigación dentro de la formación. A través de la comparación de curvas de diferente penetración se puede observar y cuantificar la invasión del filtrado del lodo.

Las herramientas son más efectivas en formaciones de baja resistividad, el rango óptimo es de hasta 200 ohm-m. Se ocupan con éxito en secuencias arenisca-lutita. Donde existe invasión profunda, los sistemas de doble inducción son menos efectivos.

Los efectos de agujero son pequeños, excepto cuando el lodo es muy salado. Las herramientas miden la conductividad eléctrica de la roca. El equipo superficial hace el cálculo y el registro presenta las dos curvas. Cuando se requiere hacer una interpretación cuantitativa en una zona poco resistiva, se recomienda obtener los datos de la curva de conductividad.

#### II.4. Herramientas de Micro Resistividad

Se les conoce también como registros de porosidad de resistividad. Existen varias herramientas que son muy semejantes a las herramientas convencionales, solo que en este caso los electrodos van montados en un patín que va pegado a la pared del pozo. Las herramientas que existen son la Microlog, Microlaterolog, Proximidad y Microesférico Enfocada. Tienen una profundidad de investigación muy somera con el propósito de medir la resistividad de la zona de flujo (Rxo). La razón por la que se les llama dispositivos de porosidad es porque la relación Rxo/Rmf da el factor de formación. Si se considera que la zona de flujo está saturada 100% con filtrado del lodo, a partir del factor de formación y utilizando la relación de Archie se puede calcular la porosidad. Por otro lado si la zona de flujo contiene hidrocarburos, el factor de formación que se obtiene se compara con el factor de formación obtenido de algún dispositivo de porosidad y se calcula la saturación residual de hidrocarburos. Estas herramientas se utilizan también para determinar cualitativamente fracturamiento y permeabilidad.

#### II.5. Herramientas de Porosidad

##### II.5.1. Registro Sónico

Con el uso de varios transmisores y receptores, el registro sónico mide el tiempo mínimo que tarda un pulso acústico en viajar a través de la roca. La distancia que se recorre varía de herramienta a herramienta, la más común es de 2 pies entre el transmisor y el receptor más alejado. El tiempo total que requiere un pulso para viajar a través de la roca es proporcional a la cantidad de fluido en el espacio poroso y a la cantidad de matriz. La ecuación que relaciona la medición del tiempo de tránsito del registro con la porosidad es:

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (10a)$$

donde:

$\phi$  es la porosidad  
 $\Delta t$  es el tiempo de tránsito medido por el registro,  $\mu\text{seg}/\text{pie}$ .  
 $\Delta t_{ma}$  es el tiempo de tránsito de la matriz,  $\mu\text{seg}/\text{pie}$ .  
 $\Delta t_f$  es el tiempo de tránsito del fluido,  $\mu\text{seg}/\text{pie}$ .

los dos últimos valores se obtienen de acuerdo al tipo de roca y al tipo de fluido, son valores conocidos.

La herramienta es más efectiva en formaciones consolidadas y compactas. Donde la roca no está consolidada, el tiempo de tránsito está influenciado por los fluidos de la formación y por la arcillosidad. En esta situación hay que multiplicar el valor obtenido en la ecuación (9) por un factor de compactación

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \cdot \frac{1}{B_{cp}} \quad (10b)$$

donde:

$$B_{cp} = \frac{\Delta t_{sh} \times c}{100} \quad (11)$$

donde:

$\Delta t_{sh}$  es el tiempo de tránsito de la lutita,  $\mu\text{seg}/\text{pie}$  y  $c$  es una constante que toma el valor de 0.8 y 1.2 (valor empírico)

Para ocupar este factor se requiere que el tiempo de tránsito en la zona de lutitas sea mayor de 100  $\mu\text{seg}/\text{pie}$ .

Ya que esta herramienta mide el primer arribo de los pulsos acústicos, éstos normalmente se entranpan en alguna cavidad o fractura, retardando el tiempo de llegada de la onda. El rango óptimo de efectividad de la sonda está entre 5 y 20% de porosidad.

### II.5.2. Registro de Densidad

Es un registro radiactivo, de los denominados de pared. Puede tomarse tanto en agujeros llenos con lodo como en agujeros vacíos. Por medio de éste se obtiene la densidad total de la formación. El equipo moderno consta de una fuente emisora y dos detectores de rayos gamma.

Los rayos gamma tienen la particularidad de viajar en línea recta

hasta en tanto son desviados, moderados o absorbidos, por la formación. El material de que está constituida la roca de la formación tiene una cierta densidad electrónica. La densidad total de la formación es función de la densidad del material que constituye la matriz de la roca, de su porosidad y de la densidad de los fluidos contenidos en ella. Esto es, la intensidad de rayos gamma registrada por el detector será inversamente proporcional a la densidad de la formación.

La ecuación que relaciona la densidad con la porosidad se expresa como:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (12)$$

donde:

$\rho_{ma}$  es la densidad de la matriz gr/cc.

$\rho_b$  es la densidad del registro gr/cc.

$\rho_f$  es la densidad del fluido gr/cc.

Los valores de  $\rho_{ma}$  dependen del tipo de litología, los de  $\rho_f$  toman valores entre 1.0 y 1.1 dependiendo de la salinidad del fluido. Cuando hay presencia de gas el comportamiento del registro varía considerablemente. Este punto se tratará más adelante con mayor detalle en el tema 4.1 .

El detector cercano a la fuente se ocupa de compensar los efectos de espesor de enjarre y rugosidad del agujero. La presentación del registro incluye la curva  $\rho_b$  y la curva  $\Delta\rho_b$  que es la cantidad de corrección que fue necesaria aplicar vía el detector corto para obtener  $\rho_b$ ; sirve como control de calidad del registro.

El registro de densidad es una de las herramientas más efectivas y usadas en la industria petrolera. Se ocupa para determinar la porosidad, para evaluar la litología de una formación en combinación con otras herramientas y para correlacionarlo con datos de gravedad superficial. Da un valor muy exacto de la porosidad efectiva en arenas arcillosas. En combinación con otros registros, proporciona información de la litología, contenido de lúta, gas, saturación de fluido y espesor de enjarre. Cuando se usa en combinación con los datos del registro sónico se pueden obtener módulos elásticos y reflectividad acústica. Los datos de densidad pueden ayudar a determinar zonas muy compactas expuestas a una sobre presión.

Existen limitaciones en la operación de esta herramienta. Tiene muy poca profundidad de investigación. En secuencias de carbonato donde las porosidades de fractura y de cavidades son componentes importantes de la porosidad total y permeabilidad del sistema, la herramienta da valores de porosidad pesimistas. La herramienta es más eficiente donde la porosidad es heterogénea y tiene rangos

entre 10 y 35%.

### II.5.3. Registros de Neutrones

Los registros de neutrones son de dos tipos. El primero tiene una fuente y un detector, es un sistema que va pegado a la pared del pozo. El receptor en este caso mide neutrones epitermales de la fuente.

El segundo y más común tiene una fuente y dos receptores que miden neutrones termiales, tiene un sistema que compensa por rugosidad y diámetro de agujero. En ambos casos el principio es básicamente el mismo.

Los detectores miden el flujo de neutrones a un nivel de energía particular, de acuerdo con esto, miden cuánta energía de los neutrones ha disminuido a partir de la fuente. La alta energía de los neutrones disminuye por la colisión con los núcleos atómicos de varios elementos en la formación. Los elementos que tienen una masa atómica muy cercana a la de los neutrones tienden a detenerlos como el hidrógeno. Es por ello que se dice que la herramienta mide el contenido de hidrógeno que es proporcional a la porosidad. La respuesta se calibra en rocas saturadas con agua. Cuando hay gas en la formación la atenuación de los neutrones es menor, en esta situación el registro da valores pesimistas.

En zonas arcillosas y con yeso la herramienta da un valor mayor de porosidad.

La calibración de las herramientas se hace en secuencias de calizas en unidades API. Se define una unidad API como la milésima parte de la respuesta radiactiva de una roca tipo que se localiza en un pozo de calibración en la Universidad de Houston.

Existen curvas de corrección disponibles para areniscas y dolomita. Las herramientas funcionan mejor en formaciones no arcillosas y con rango de porosidad menor del 25%.

### II.6. Herramienta de Rayos Gamma Naturales

Responde a los rayos gamma producidos en el proceso de decaimiento radiactivo natural que ocurre en los minerales de las rocas. La radiactividad que se ha medido a partir de los registros es el resultado de los rayos gamma producidos por el potasio 40 y el decaimiento de los productos de las series del Uranio y Thorio. El Potasio 40 es común que ocurra en rocas de grano fino, tales como lutitas o arcillas.

A este registro se le utiliza para indicar arcillosidad, o bien para marcar zonas limpias.

Las arenas, calizas, dolomitas y anhidritas tienen muy pocos

elementos radiactivos.

La curva que se obtiene se puede correlacionar con la SP, cuando se corre en lodo dulce conductor. Se ocupa también para hacer correlaciones estratigráficas. Es efectiva donde la curva SP no se puede obtener. Se puede estimar el volumen de arcilla.

## II.7. Herramienta de Espectro de Rayos Gamma Naturales

El decaimiento radiactivo en los elementos produce rayos gamma que tienen energías características. Si se registra la energía de un rayo gamma, es posible determinar qué porcentaje del elemento radiactivo está presente en la formación, como el potasio 40, uranio y thorio. Esta herramienta es útil para ayudar a entender la geología del área de estudio. Las relaciones de potasio-thorio y potasio-uranio o uranio-thorio proporcionan información del tipo de arcilla (montmorillonita, illita, etc.). Además puede detectarse la presencia de uranio en una fractura.

## II.8. Herramientas Especiales

Existe un número de herramientas que se utilizan en casos especiales, éstas son: la de Echados, Densidad Variable, Televisión de Agujero, Gravedad de Pozo y la de Decaimiento de Neutrones. Cada una de éstas tiene aplicaciones en numerosas áreas para resolver problemas específicos.

Actualmente se están introduciendo nuevas herramientas de porosidad que vienen a desplazar o complementar a las ya existentes.

El registro de Litodensidad además de obtener la densidad  $\rho_b$  proporciona una curva de absorción fotoeléctrica que refleja el número atómico promedio de la formación, da idea del tipo de matriz y es de mucha utilidad en la interpretación de litologías complejas.

El registro Doble Porosidad Neutrón mide dos tipos de energía, la termal y la epitermal, con el propósito de indicar mejor la presencia de gas en formaciones arcillosas, y además obtiene una curva de corrección que sirve de control de calidad del registro.

El registro Sónico de Espaciamiento Largo proporciona ondas compresionales y transversales que son de utilidad para determinar propiedades mecánicas de las rocas.

El registro de Propagación Electromagnética da la porosidad de las cavidades que contienen agua, puede llegar a determinar la saturación de la zona de flujo sin utilizar registros resistivos.

### III. ANALISIS BASICO

La información que proporcionan los registros debe de analizarse de una manera visual y corregirse para eliminar errores que puedan enmascararla.

Existen una gran cantidad de métodos para obtener ciertos parámetros que son de interés al realizar la evaluación de una unidad litológica. A continuación se describirán los que son de mayor uso y tienen una utilidad práctica para el ingeniero geólogo.

#### III.1. Relaciones de Temperatura y Resistividad

Como la resistividad cambia con la temperatura, es necesario conocer la resistividad del agua de formación y del lodo de perforación a la profundidad de la formación de interés. Esto se hace considerando la temperatura superficial y midiendo la temperatura en el fondo del agujero. La relación que se obtiene entre estos dos valores es lineal. El gradiente geotérmico normalmente varía entre 0.8 y 1.3 °C cada 100 m. La figura 3 es una gráfica que ayuda a estimar la temperatura de la formación.

La figura 4 se puede utilizar para determinar la resistividad de una solución dada a cualquier temperatura, se ilustra un ejemplo de como utilizar la gráfica.

Cuando la cantidad total de sales disueltas en una solución permanece constante, la resistividad de la solución se puede determinar a cualquier temperatura. La figura 4 se utiliza para calcular la resistividad del lodo, del agua y del filtrado del lodo. Se puede obtener también la salinidad (NaCl) en partes por millón.

#### III.2. Cálculo de la Resistividad del agua a partir de la curva de Potencial Natural

Para determinar la resistividad del agua de una zona de interés, se debe calcular en primer término la resistividad del lodo y la del filtrado del lodo usando las figuras 3 y 4, a la temperatura apropiada. Se debe establecer la línea base de lutitas en la curva SP. El espesor de la capa se obtiene de los puntos de inflexión de la curva. El valor del SP se mide en el punto máximo de la deflexión de la curva. Se recomienda buscar una zona donde el espesor de la capa sea mayor de 5 m para evitar hacer correcciones. En caso de que no exista, hay que aplicar correcciones a la curva. Los hidrocarburos y lutitas tienden a suprimir el SP y dar un valor más alto a la resistividad del agua. La figura 5 sirve para corregir la curva SP por resistividad y espesor de capa. El valor de  $R_i$  (resistividad de la zona invadida) se obtiene de la curva normal corta (N.C. ó 16") o de un registro enfocado de investigación somera (LLB). El valor que se ocupa para calcular  $R_{we}$  es el SSP (Potencial Espontáneo Estático) el

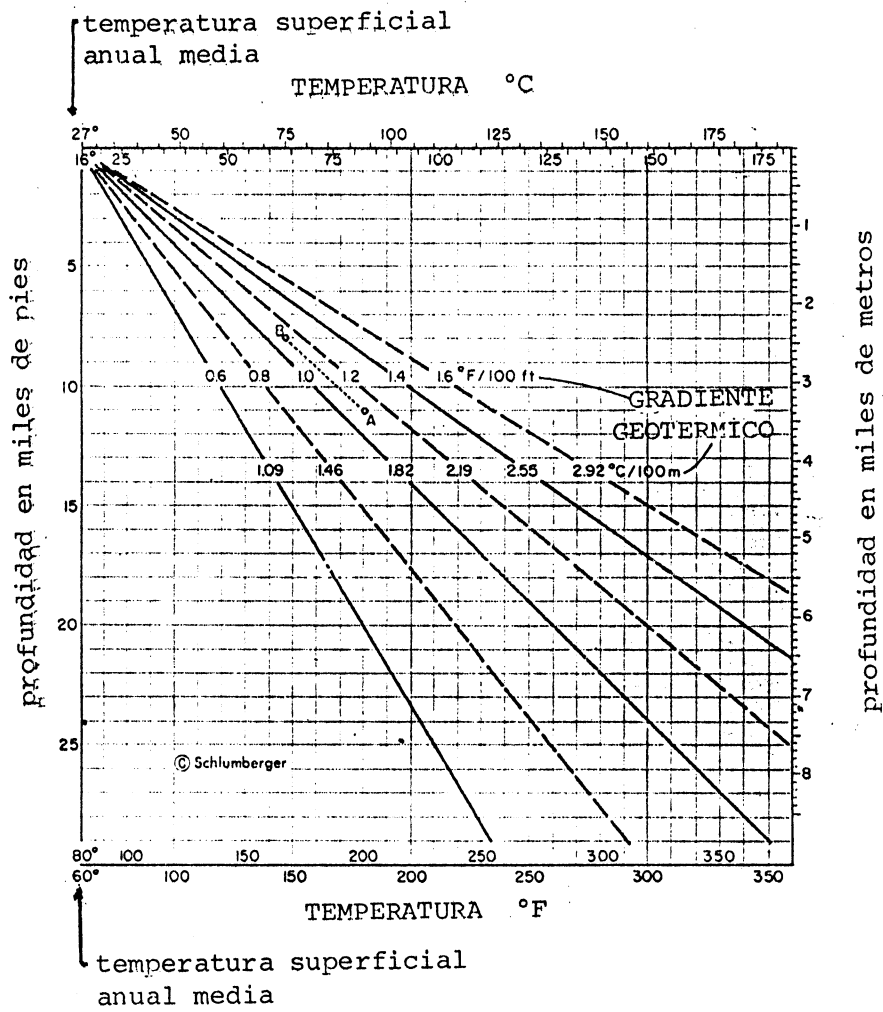


Figura 3. Gráfica para estimar la temperatura de la formación.

Ejemplo: Temperatura en el fondo del agujero = 93 grados centígrados a 3,350 m (A). La temperatura a 2,410 metros es de 75 grados centígrados.

(tomado de Schlumberger, 1979, pág. 2)



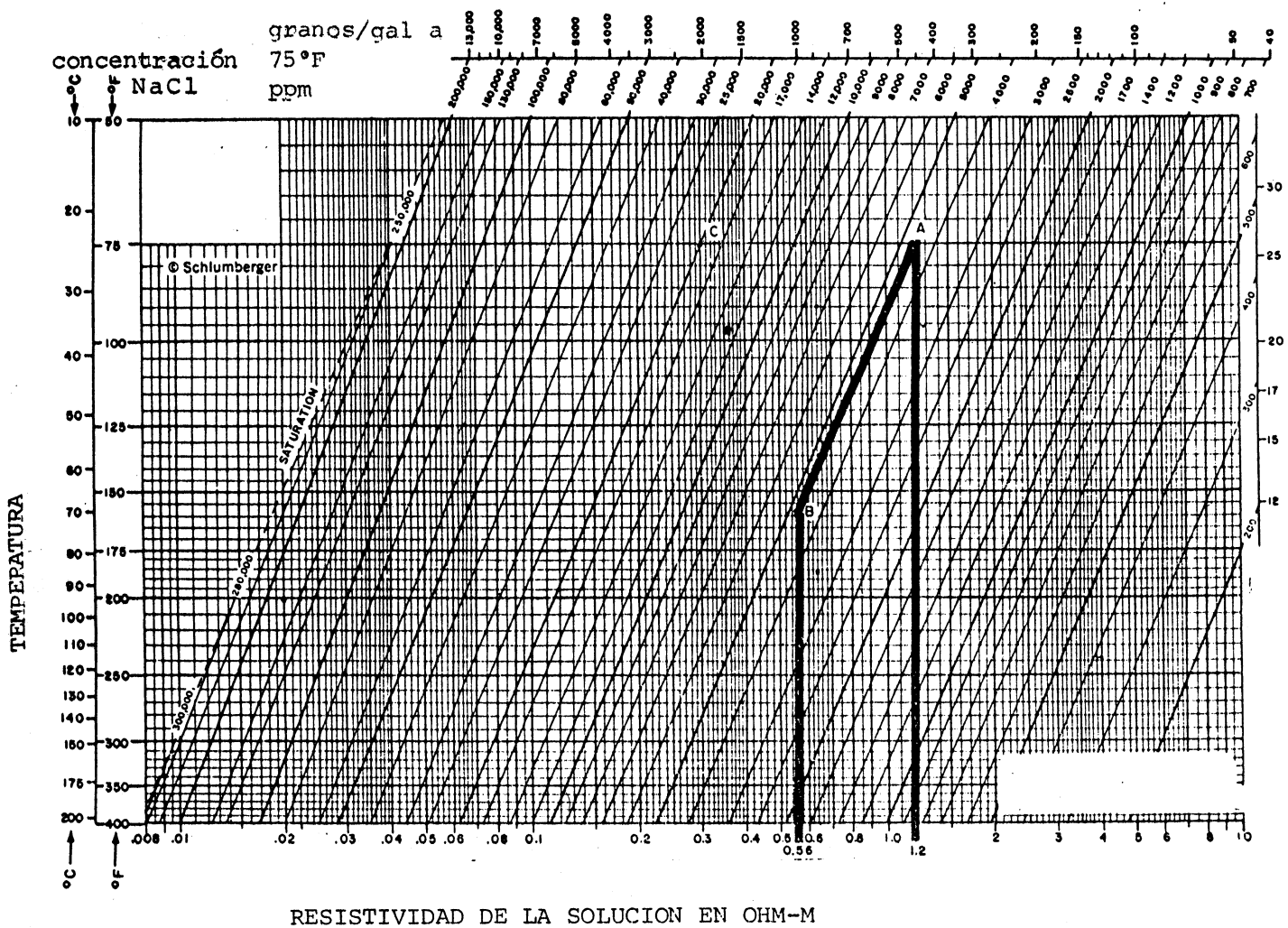
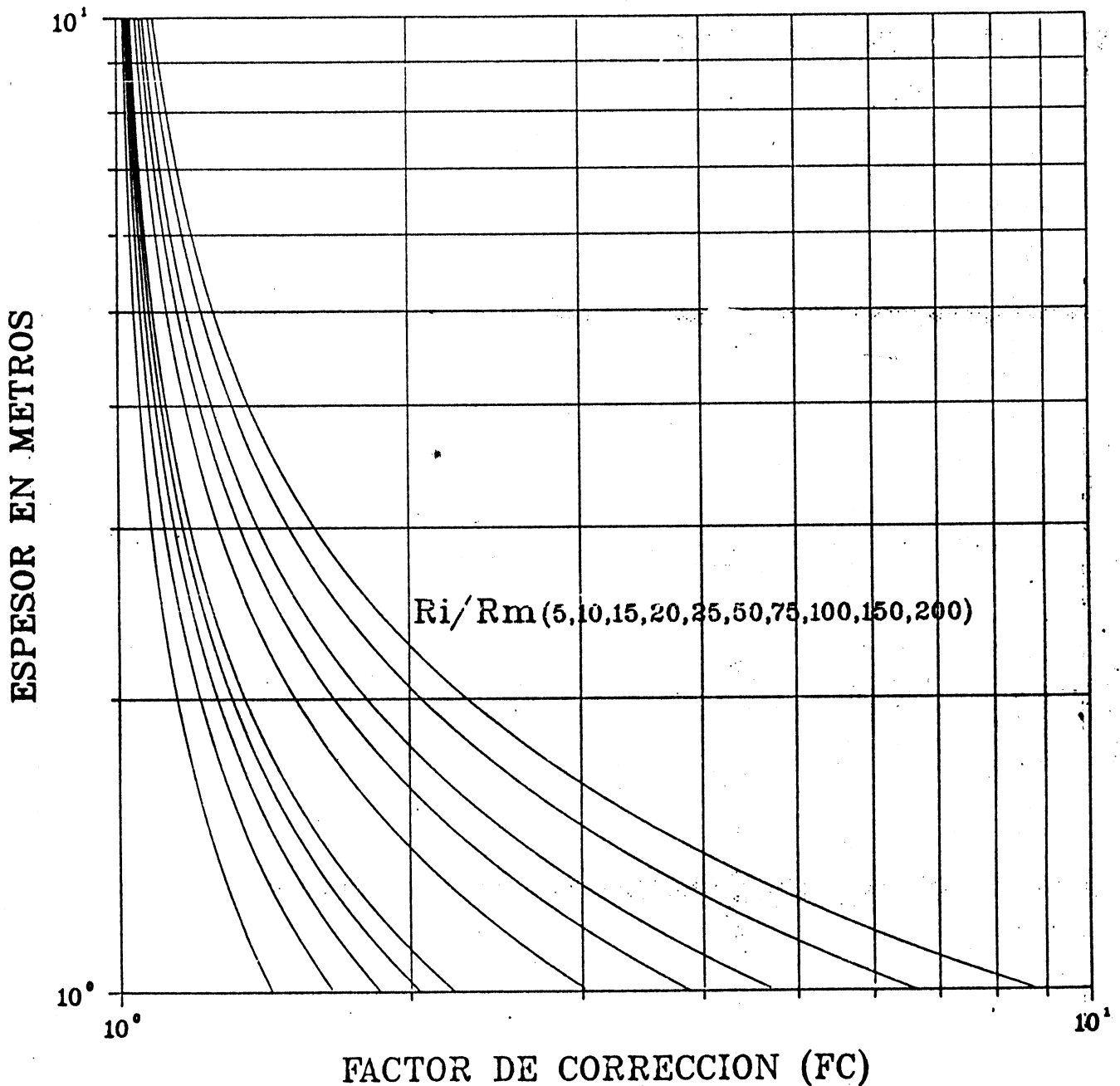


Figura 4. Gráfica para calcular la resistividad de una solución a cualquier temperatura y salinidad del fluido.

Ejemplo:  $R_m = 1.2$  ohm-m a 24 grados centígrados (punto A).  
 Calcular  $R_m$  a 70 grados (punto B) = 0.56 ohm-m.

(tomado de Hilchie, D.W., 1978, pág. 2-2)

GRAFICA PARA CORREGIR EL POTENCIAL NATURAL  
 POR ESPESOR DE CAPA, RESISTIVIDAD DE LA  
 ZONA INVADIDA Y RESISTIVIDAD DEL LODO



$$SSP = SP * FC$$

Figura 5. Gráfica para corregir la curva de Potencial Natural por espesor de capa y por resistividad.

Ejemplo: Dado  $SP = -50$  mv;  $h = 2.4$  m;  $Ri = 36$  ohm-m;  
 $Rm = 0.7$  ohm-m  
 Factor de corrección = 1.42  
 $SSP = -71$  mv

(modificado de Dresser Atlas, 1979, pág. 11)

cual se define como aquel potencial que se generaría si la capa porosa y permeable tuviera espesor infinito. Usando este valor en la figura 6 a una temperatura en particular, se obtiene la resistividad del filtrado del lodo dividida por la resistividad equivalente del agua. Para corregir el valor  $R_{we}$  se usa la figura 7. Esta corrección se aplica cuando el valor  $R_{we}$  es menor de 0.1 si el lodo de perforación es dulce o salado; o mayor de 0.1 si el lodo de perforación es base yeso. El valor que se obtiene de esta corrección es  $R_w$ .

### III.3. Determinación de la Saturación de Agua

La determinación de la saturación de agua en formaciones limpias, aquellas que contienen menos del 15% de volumen de arcilla, se hace a partir de la ecuación de Saturación de Archie (6). Esta ecuación requiere de los valores de  $R_t$  y  $\phi$ . Como se ha mostrado existen herramientas que pueden dar o inferir estos valores.

El valor  $R_t$  se obtiene de algún registro de resistividad de investigación profunda (inducción, lateral o laterolog profunda).

El valor de la resistividad del agua de formación,  $R_w$ , se obtiene a partir de la curva de Potencial Natural cuando tiene buena resolución. Existen otros procedimientos para calcularla y se verán más adelante.

La porosidad se calcula a partir de cualquiera de las herramientas vistas. En caso de que la formación sea arcillosa, es conveniente conocer el porcentaje de arcillosidad. Este se obtiene a partir del registro de Rayos Gamma y se requiere de tres datos: la radiactividad en la zona de interés  $R_G$ , la radiactividad en la zona limpia  $R_{GL}$  y la radiactividad en la zona sucia  $R_{GS}$ , y se utiliza la relación.

$$V_{sh} = \frac{R_G - R_{GL}}{R_{GS} - R_{GL}} \quad (13)$$

La corrección que se aplica a  $\phi$

$$\phi_{corr} = \phi - V_{sh} \phi_{sh} \quad (14)$$

donde  $\phi_{corr}$  es la porosidad corregida por arcilla  
 $\phi$  es la porosidad obtenida de cualquiera de la herramientas de porosidad  
 $V_{sh}$  es el volumen de arcilla  
 $\phi_{sh}$  es la porosidad leída en una zona de lutitas

Cuando existen más de dos registros de porosidad es mejor usar técnicas de interrelación para determinar tanto la porosidad como la litología. El cálculo de la saturación se hace a partir de:

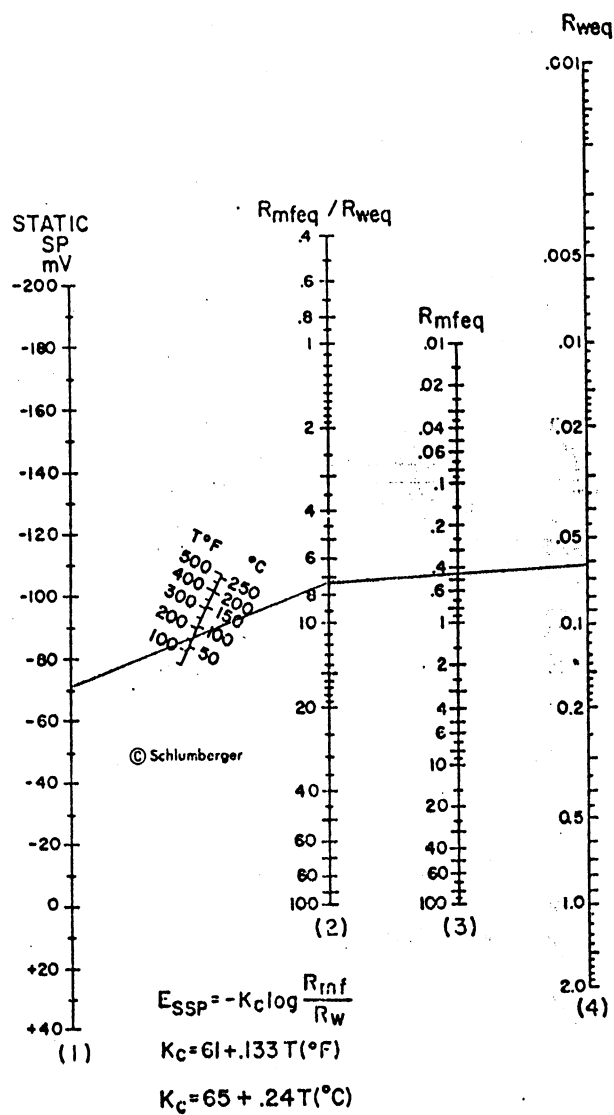


Figura 6. Gráfica para calcular Rwe a partir del SSP

Ejemplo: SSP = -71 mv; Rmfe = 0.56, ohm-m a 70 grados centigrados.  
 solución Rwe = 0.063 ohm-m

(tomado de Schlumberger, 1979, pág 6)

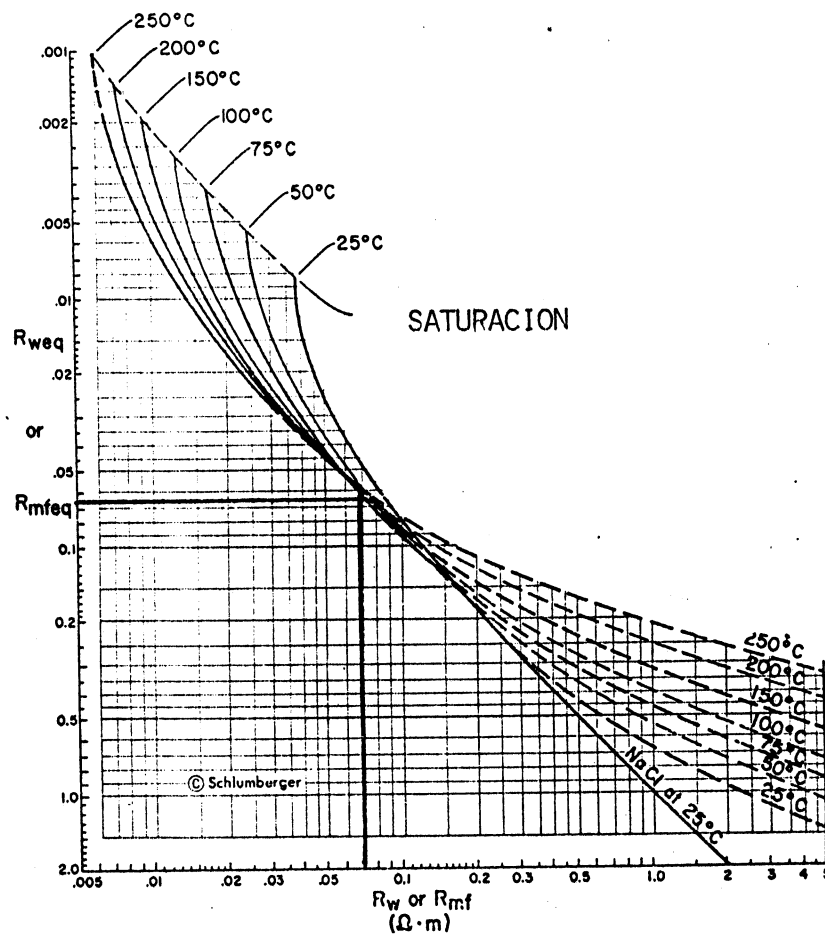


Figura 7. Gráfica para calcular  $R_w$  o  $R_{mf}$  a partir  $R_{we}$  o  $R_{mfe}$ .

Ejemplo:  $R_{we} = 0.063$  ohm-m; Temperatura 70 grados centigrados  
 $R_w = 0.070$  Ohm-m.

(tomado de Schlumberger, 1979, pág. 8)

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{F R_w}{R_t}} \quad (15)$$

La saturación de hidrocarburos se calcula como

$$S_o = 1.0 - S_w \quad (16)$$

### III.4. Gráficas de interrelación resistividad-porosidad

Esta técnica es muy valiosa en rocas consolidadas donde se tiene un rango muy grande de porosidades. Sirve para determinar el valor de  $R_w$  cuando no hay una evidencia obvia de la presencia de agua, esto es, cuando la curva SP no tiene una buena deflexión. También es útil para el cálculo de porosidad cuando sólo se tiene un registro y no se conoce el valor de la matriz.

Estas situaciones se encuentran a menudo en formaciones donde la porosidad es baja.

Las gráficas de interrelación resistividad-porosidad pueden ser de dos tipos y sirven para analizar intervalos donde:

- Se desconoce  $R_w$ , pero puede ser constante en todo el intervalo.
- Se desconoce la densidad o la velocidad de la matriz.
- Existen zonas con agua de diferente porosidad.
- La formación de interés está limpia.

Las gráficas que se utilizan son la de Hingle y la de Pickett.

III.4.1. Gráfica de Hingle. Se pueden obtener los valores de  $R_w$  y densidad o velocidad de matriz. Reacomodando la ecuación (15).

$$\phi = \sqrt{R_w/S_w} - 1/\sqrt{R_t} \quad (17)$$

Considerando que  $R_w$  es constante, en la gráfica (figura 8) se produce una línea recta cuya pendiente depende de  $S_w$ . Se observa que la porosidad aumenta linealmente en el eje horizontal y la resistividad decrece de una manera no lineal de acuerdo a la expresión  $1/\sqrt{R_t}$ . La porosidad que mejor funciona es la que se obtiene de la combinación de los registros Densidad-Neutrón y  $R_t$  de la curva ILd o LLd (registro doble de inducción o doble laterolog).

El procedimiento es colocar en la gráfica los valores de  $\phi$  y  $R_t$  para todos los niveles de interés en el intervalo. Se recomienda que el intervalo no sea muy grande. Aquellos puntos que caen en

la zona de baja resistividad para cierta porosidad dada, representan niveles de 100% de agua. Una línea recta, que representa  $S_w=1$ , se dibuja desde el pivote ( $\phi=0$ ,  $R_t=\infty$ ) siguiendo la tendencia de los puntos, lo más hacia el noroeste. A esta línea se le conoce también como  $R_o$ . La ecuación para la línea  $S_w=1$  de la ecuación (17) es:

$$\phi = \sqrt{R_w} - 1/\sqrt{R_t} \quad (18)$$

$R_w$  se determina sustituyendo los valores de  $\phi$  y  $R_t$  para cualquier punto en la línea  $S_w = 1$  tomando  $\phi = 0.10$  y  $R_t = 6.5$  como se ilustra en la figura 8, se encuentra que  $R_w = 0.065$  ohm-m. Las líneas que representan valores menores de  $S_w$  se establecen como sigue. Para cierta porosidad la ecuación de Archie es

$$S_w = \sqrt{R_o/R_t} \quad (19)$$

Por ejemplo, la línea  $S_w = 0.5$ , se representa por los puntos donde  $R_t = 4R_o$ . Hay que seleccionar valores convenientes de porosidad donde  $R_o$  sea fácil de leer. En este ejemplo ( $\phi = 17.5$  y  $R_o = 2.1$ ) y multiplicando  $R_o$  por 4 se obtiene un punto en ( $\phi = 17.5$ ,  $R_t = 8.4$ ). La línea se obtiene uniendo el pivote con este punto. Para  $S_w = 0.3$  se requiere que  $R_t = 11.1 R_o$ , obteniéndose ( $\phi = 17.5$ ,  $R_t = 23$ )

Una vez hechas las líneas necesarias se puede estimar el valor de  $S_w$  para cada intervalo. Por ejemplo para el punto 7,  $S_w$  tiene un valor aproximado del 28%.

En caso de tener un solo registro de porosidad se colocan los valores de éste,  $\Delta t$ ,  $p_b$  o  $\phi_N$ , en el eje horizontal. El valor de la matriz se determina extrapolando la línea que tenga la mejor tendencia hasta intersectarse con  $R_w = \infty$ , y se sigue el mismo procedimiento ya planteado.

III.4.2. Gráfica de Pickett. Se pueden obtener valores de  $R_w$  y exponente de cementación del intervalo. Para esta situación la forma generalizada de la ecuación de Archie se puede expresar como

$$S_w = (a/\phi^n) (R_w/R_t)^m \quad (20)$$

Sacando logaritmos y despejando  $R_t$  se tiene

$$\log R_t = -m \log \phi + \log (aR_w) - n \log S_w \quad (21)$$

Esta ecuación muestra que si  $a$ ,  $R_w$ ,  $n$  y  $S_w$  son constantes, generará una línea recta en una gráfica  $\log R_t$  contra  $\log \phi$  con pendiente  $-m$ .

La figura 9 es un ejemplo para tres pozos que cortan una formación. La línea  $R_o$  ( $S_w=1$ ) se traza con dirección NW-SE lo más hacia la izquierda posible. La pendiente se obtiene dividiendo el eje X entre Y. La ecuación 20 muestra que si  $S_w = 1.0$  y se extrapola hasta  $\phi = 1$ , el valor interceptado en  $R_t$  es el valor de  $R_w$ . Para este caso  $R_w = 0.040$  ohm-m. Este tipo de gráfica es recomendable en rocas duras.

### III.5. Correcciones para formaciones sucias

La interpretación en zonas arcillosas se vuelve más compleja. La resistividad se reduce y la porosidad se incrementa ocasionando que los cálculos de saturación de agua aumenten.

Las lutitas tienen densidades que varían de 2.4 a 2.7 gr/cc. El registro de densidad muestra densidades muy altas.

Existen numerosas maneras para determinar la arcillosidad de una formación. El primer paso a seguir es analizar los registros de SP y RG, o bien a partir de gráficas de interrelación de dos o más registros de porosidad. Sin embargo, hay perturbaciones que pueden hacer que las técnicas de interpretación no sean exactas. Para poder dar un criterio más exacto se recomienda utilizar cuatro o cinco técnicas.

Las combinaciones de registros que más se utilizan en esta situación son una herramienta de resistividad (Inducción), Rayos Gamma y un registro de porosidad, de preferencia el de Densidad.

Antes de realizar los cálculos hay que dividir las capas en zonas que tengan características relativamente homogéneas. Los valores que se toman en estas zonas son los promedios. El registro de Rayos Gamma es muy útil en esta situación ya que en zonas donde la radiactividad no sea muy alta se considerará como limpia, se calcula  $V_{sh}$  de acuerdo con la ecuación (13) y  $\phi_{corr}$  de la 14. El cálculo de  $S_w$  se hace a través de la ecuación:

$$S_w = \sqrt{\frac{n F R_w}{R_t}} - \frac{V_{sh} R_w}{0.4 R_{sh} \phi_{corr}} \quad (22)$$

donde  $F$  es el factor de formación,  $R_w$  la resistividad del agua de formación,  $R_t$  resistividad de la roca en la zona de interés,  $V_{sh}$  volumen de arcilla o lutita,  $R_{sh}$  resistividad de la lutita y  $\phi_{corr}$  la porosidad corregida.



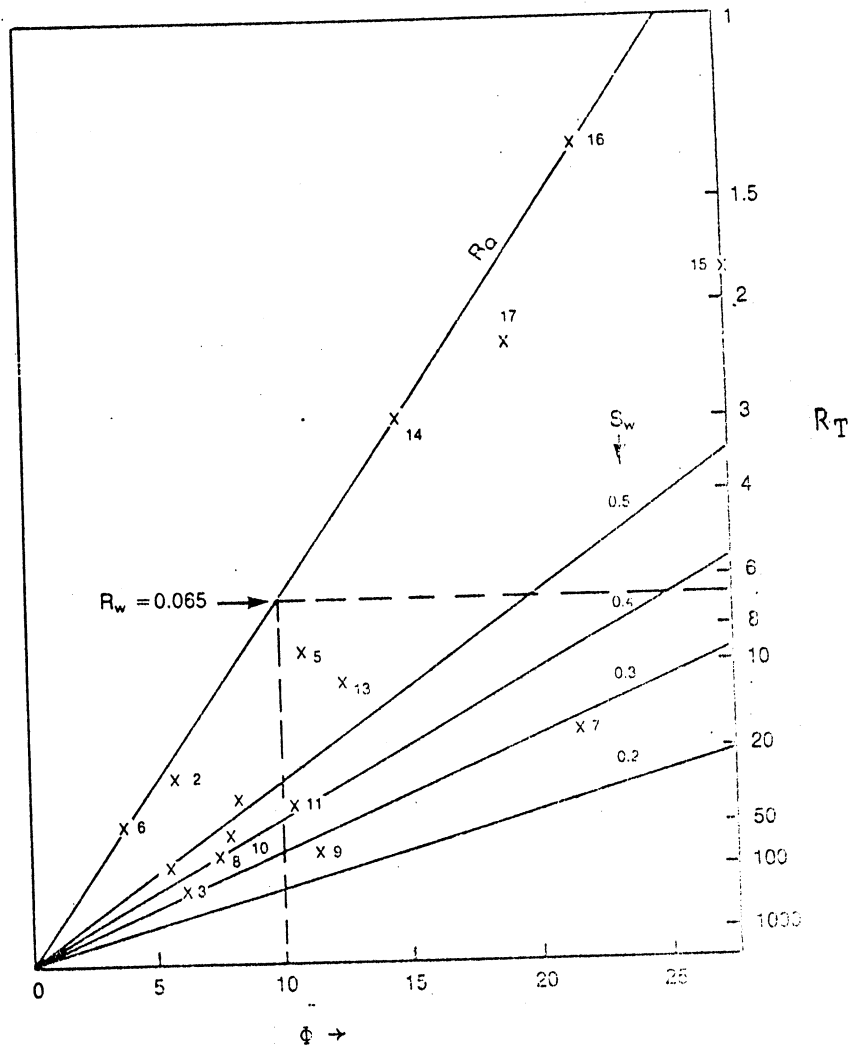


Figura 8. Gráfica de interrelación porosidad-resistividad, método de Hingle.

(tomado de Dewan, 1983, pág. 201)

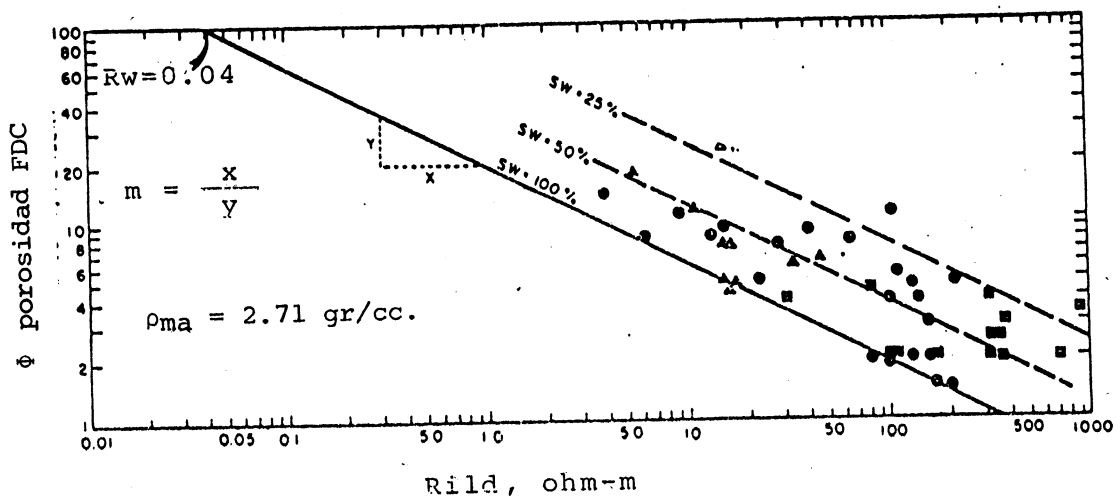


Figura 9. Gráfica de interrelación porosidad-resistividad, método de Pickett.

(tomado de Dewan, 1983, pág. 207)

Existe un gran número de métodos para la interpretación de arenas arcillosas siendo actualmente los más usados el de Dos Aguas y el de Waxman-Smits, en si se basan en Archie pero introducen un nuevo concepto denominado CEC, Capacidad de Intercambio Catiónico.

### III.6. Respuesta de tres herramientas de porosidad en litología compleja

La figura 10 muestra las respuestas generalizadas de las tres herramientas de porosidad en formaciones arcillosas y formaciones limpias consolidadas y no consolidadas. Es importante hacer notar los efectos que causa el gas, aceite y agua en la respuesta de los registros. Los efectos del gas y arcillas se ven en la gráfica de interrelación de las figuras 11, 12 y 13.

El registro neutrón responde al contenido de hidrógeno. Cuando hay presencia de gas la respuesta da baja porosidad. Las arcillas tienen agua impregnada en sus paredes, la respuesta del registro es dar un valor más alto. Una arena arcillosa con gas puede comportarse como una arena limpia.

En el registro acústico el efecto del gas es menor en una formación no consolidada. En este caso el efecto no es predecible. El efecto de la arcilla es muy similar al del registro Neutrón. Un análisis de la combinación Neutrón-Sónico puede distinguir la presencia de gas en una arena arcillosa.

El registro de Densidad muestra un incremento en la porosidad en zonas con gas. Una manera de detectar la presencia de gas es a partir de la combinación Neutrón-Densidad.

Las figuras 11, 12 y 13 pueden utilizarse también para determinar litología.

Una determinación de la litología más exacta se puede hacer con tres registros de porosidad a partir de la gráfica M-N, que combina los datos de tres herramientas de porosidad de manera que los efectos debidos a las variaciones de porosidad se eliminen y se optimen los cambios debidos a la matriz. Las cantidades M y N se definen por:

$$M = 0.01 (\Delta t_f - \Delta t) / (\rho_b - \rho_f) \quad (23)$$

$$N = (\phi N_f - \phi N) / (\rho_b - \rho_f) \quad (24)$$

donde  $\Delta t$ ,  $\rho_b$  y  $\phi N$  son valores obtenidos de los registros correspondientes y  $\Delta t_f$ ,  $\rho_f$  y  $\phi N_f$  son los valores para el fluido, y tomarán respectivamente los valores 189, 1.0 y 1.0 para lodo dulce y 185, 1.1 y 1.0 para lodo salado.

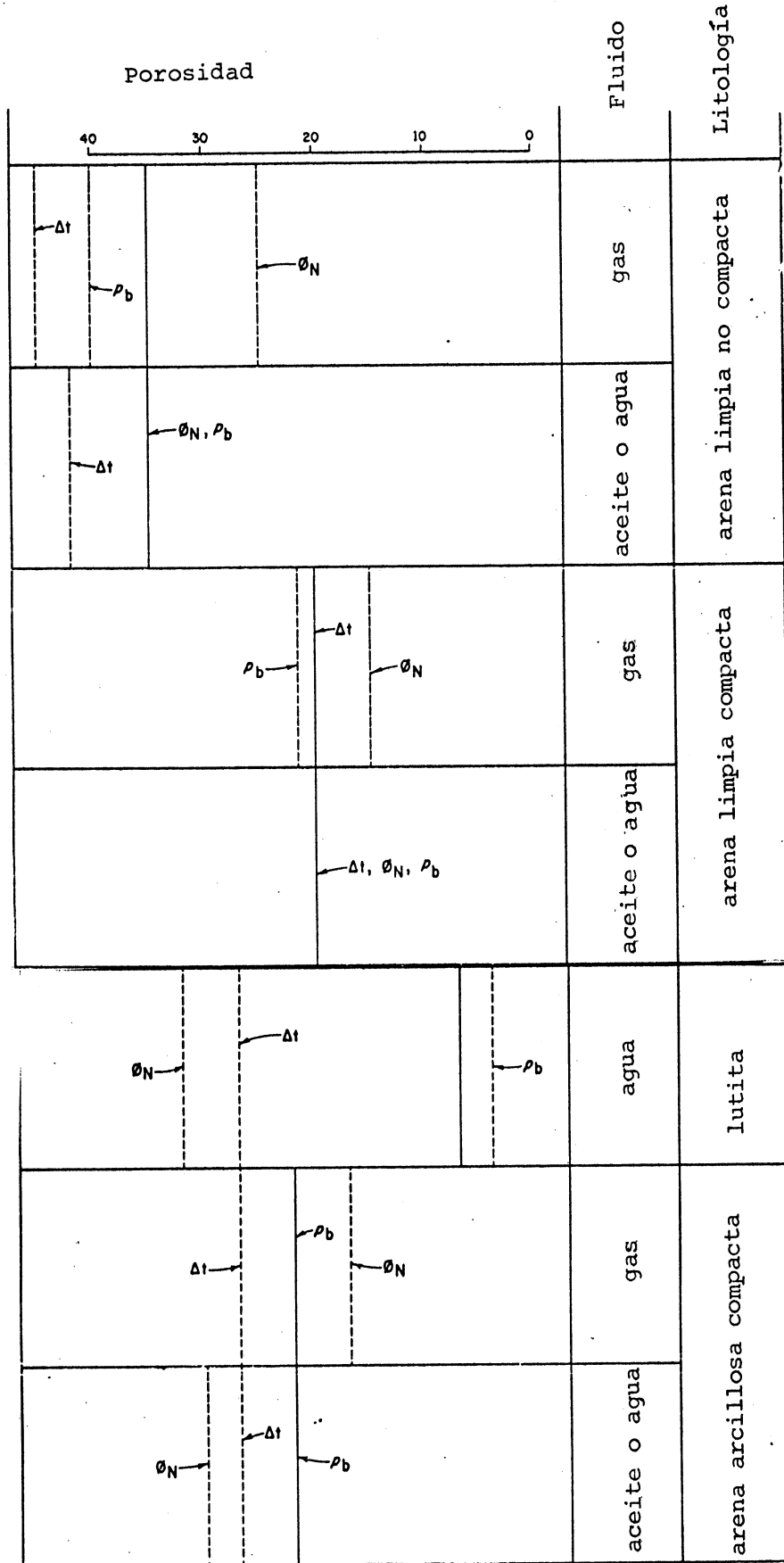


Figura 10. Respuesta generalizada de tres herramientas de porosidad en formaciones limpias consolidadas y no consolidadas, y arcillosas.

(tomado de Merkel, 1983, págs. 48 y 49)

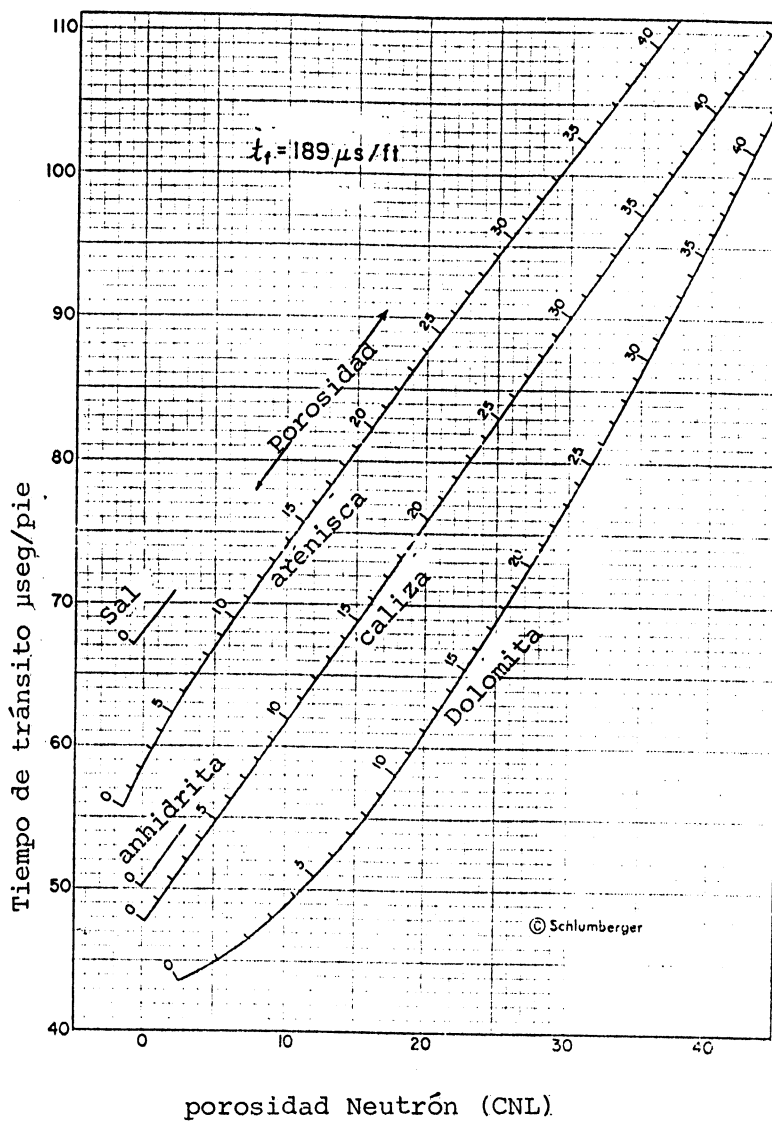


Figura 11. Gráfica de interrelación del Registro Sónico de Porosidad con el Registro Neutrón Compensado

(tomado de Schlumberger, 1979, pàg. 29)

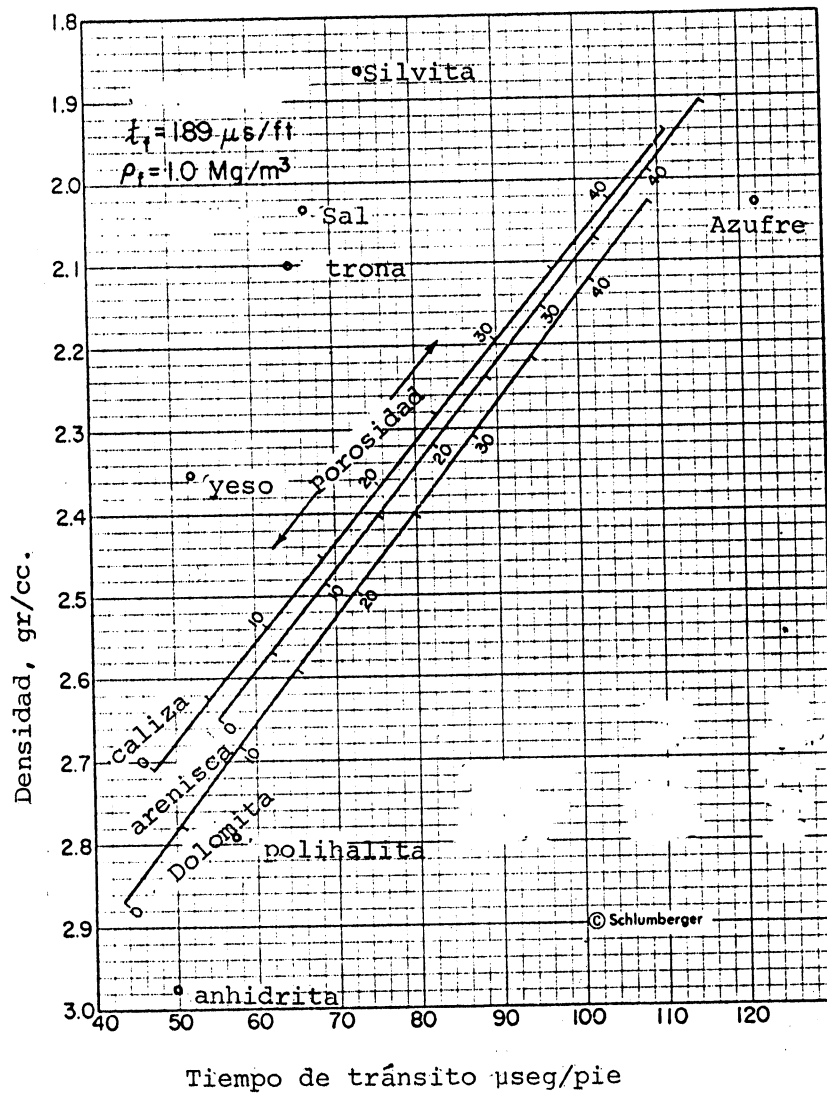


Figura 12. Gráfica de interrelación de los Registros Densidad Compensado y Sónico de Porosidad.

(tomado de Schlumberger, 1979, pág.32)

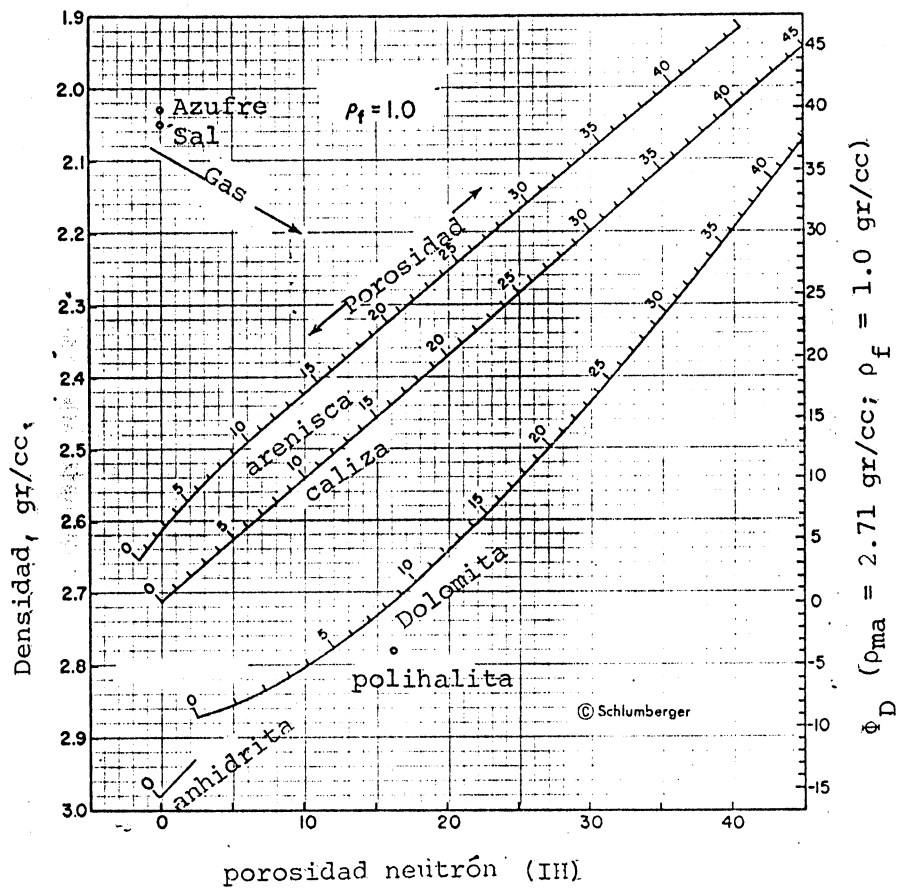


Figura 13. Gráfica de interrelación de los Registros Densidad Compensado y Neutrón Compensado.

(tomado de Schlumberger, 1979, pág. 25)

La figura 14 es la gráfica representativa. Los círculos en blanco representan el caso de lodo dulce, y los negros lodo salado. En cada caso el silice tiene dos posibles localizaciones, dependen de la velocidad de matriz considerada. La dolomita tiene tres variaciones que dependen del rango de porosidad. Esta gráfica se aplica cuando existe el registro CNL (registro Neutrón Compensado). Se han dibujado dos triángulos para lodos dulces. Ellos representan las combinaciones arena-calcita-dolomita y calcita-dolomita-anhidrita.

Para utilizar la gráfica, los valores de los registros se leen al nivel de interés, se calculan M y N y se colocan en la gráfica. Si la formación consiste de una combinación binaria, los puntos caerán en la línea que une a los dos minerales. Si existen tres minerales, los puntos caerán dentro del triángulo. Un punto como el A puede representar una combinación ya sea arenisca-calcita-dolomita, calcita-dolomita-anhidrita o la combinación de los cuatro minerales.

En principio, si la matriz se conoce, las cantidades relativas de cada mineral se determinarán por la posición del punto en la gráfica. Sin embargo, el método no es exacto por las siguientes razones:

- Los puntos básicos silice-calcita-dolomita no están muy separados.
- Sus posiciones son algo dependientes al considerar la velocidad de la matriz.
- La posición de cualquier punto está sujeta a las variaciones estadísticas de los registros Densidad y Neutrón.

En suma, la presencia de arcilla, yeso, porosidad secundaria, gas, sal o azufre, desplazan a los puntos fuera de los triángulos básicos en las direcciones indicadas. La gráfica funciona mejor tomándola como base estadística para indicar la tendencia de un grupo de puntos de un intervalo.

Otro método que se utiliza actualmente con éxito es la gráfica MID. Se basa en la determinación de la densidad de matriz aparente ( $\rho_{ma}$ )<sub>a</sub> y el tiempo de tránsito de matriz aparente ( $\Delta t_{ma}$ )<sub>a</sub> de un nivel de interés. La figura 15 representa una gráfica MID.

Para determinar la densidad de matriz aparente a un nivel dado, los valores de  $\rho_b$  y  $\phi_N$  se leen de la gráfica de interrelación densidad-neutrón, figura 15. En esta carta las líneas de ( $\rho_{ma}$ )<sub>a</sub> constante se obtienen interpolando y extrapolando los valores de densidad de matriz conocida. Los valores de velocidad de matriz aparente se obtienen de manera similar sólo que se utiliza las gráficas de interrelación de las figuras 16 y 17. Las coordenadas ( $\rho_{ma}$ )<sub>a</sub> y ( $\Delta t_{ma}$ )<sub>a</sub> se colocan en la gráfica MID, figura 15, para obtener los componentes de la matriz.

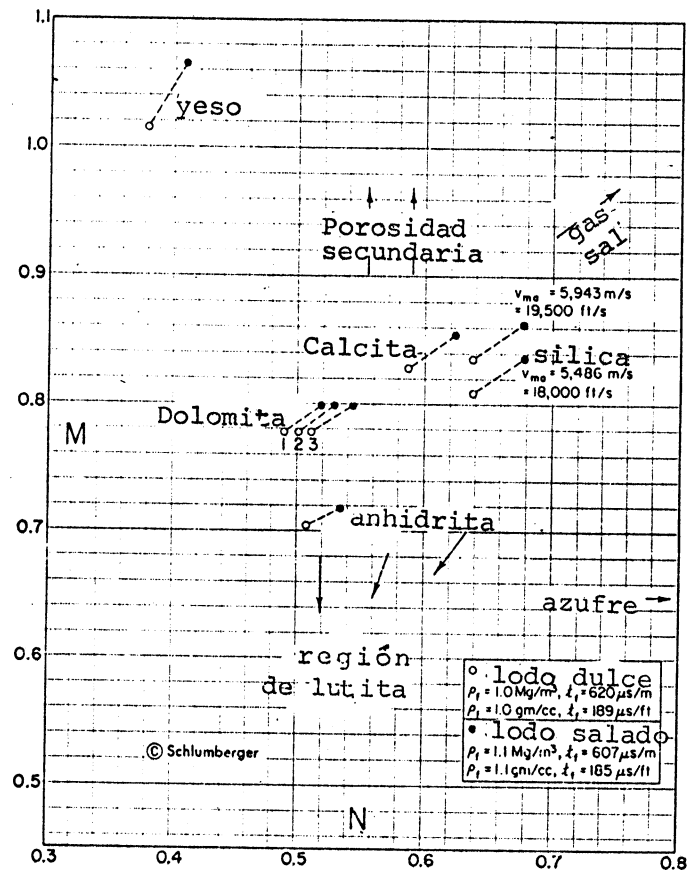


Figura 14. Gráfica M-N para identificar minerales a partir de tres registros de porosidad.

(tomado de Schlumberger, 1979, pág. 34)



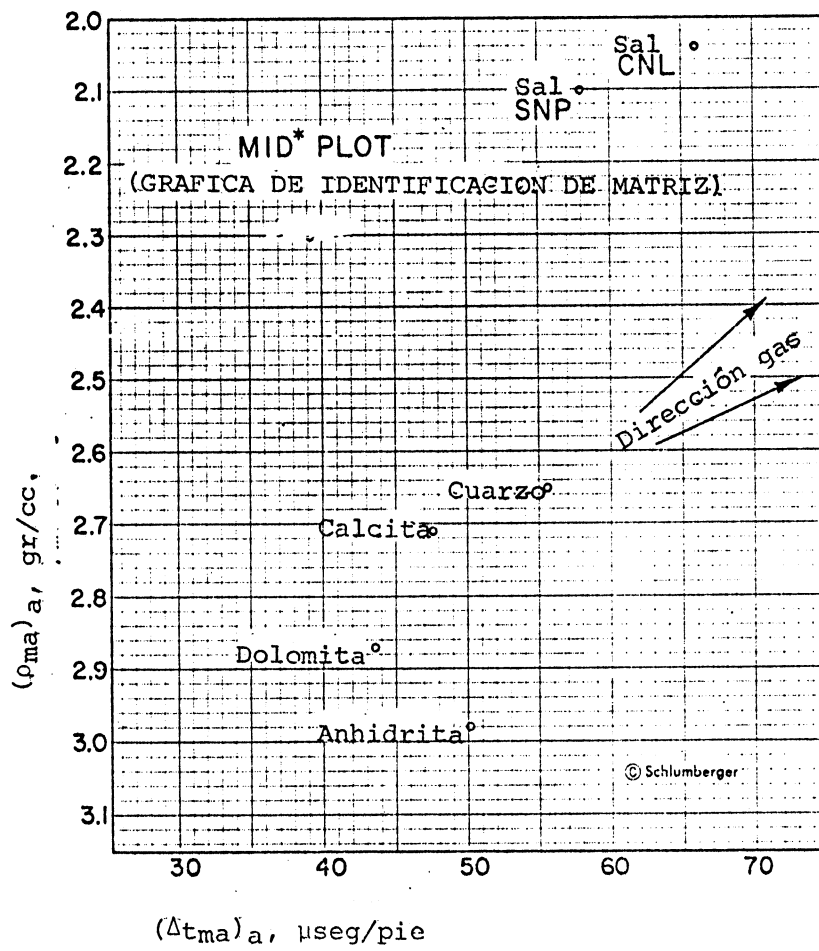


Figura 15. Gráfica MID para identificación de matriz.

(tomado de Schlumberger, 1979, pág. 45)

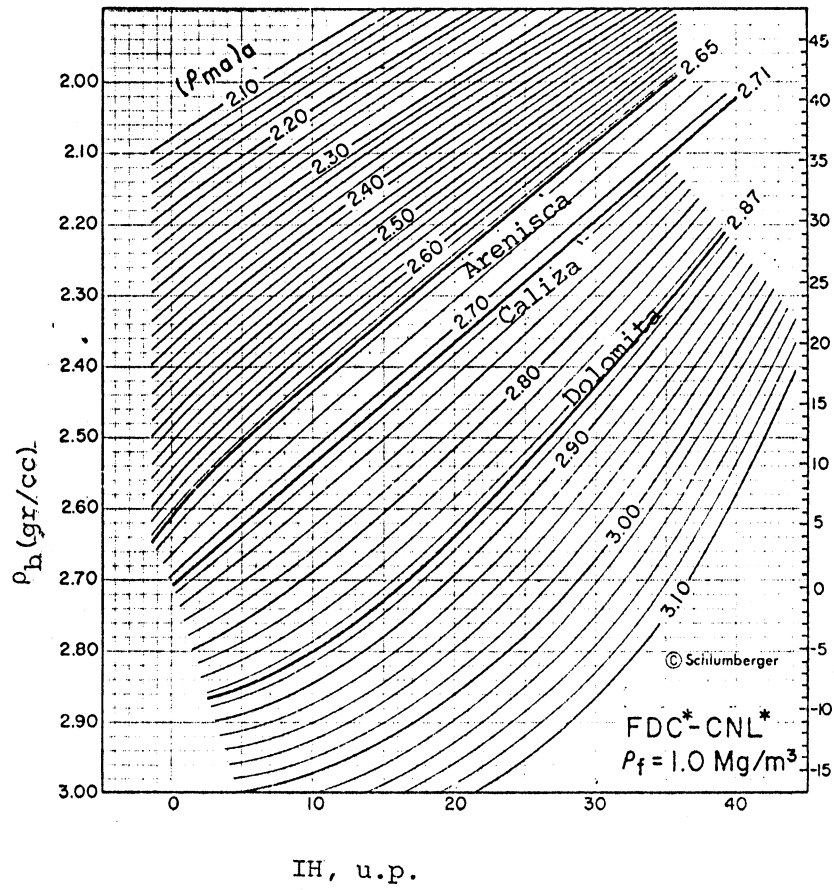


Figura 16. Gráfica de interrelación de los Registros Neutrón Compensado y Densidad Compensado para obtener la densidad de matriz aparente.

(tomado de Schlumberger, 1979, pág. 43)

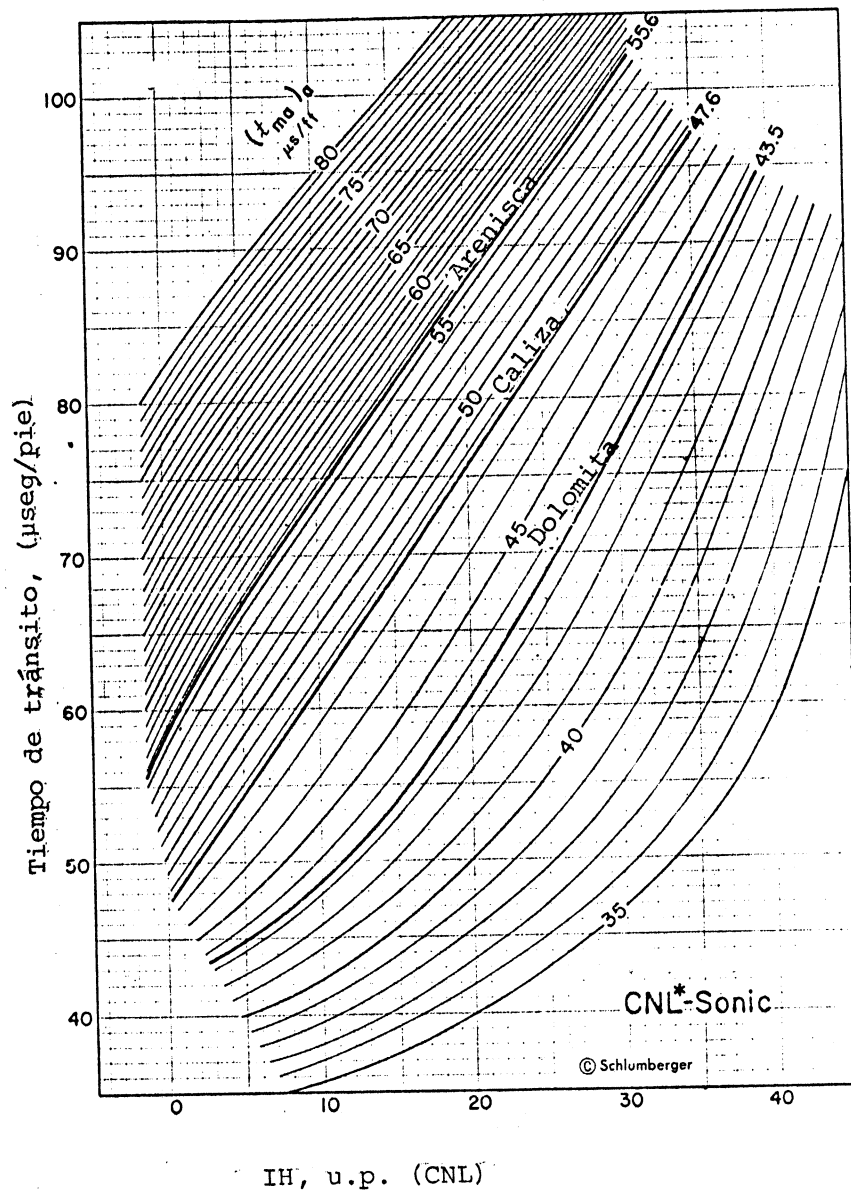


Figura 17. Gráfica de interrelación de los Registros Sónico de Porosidad y Neutrón Compensado para obtener el tiempo de tránsito de matriz aparente.

(tomado de Schlumberger, 1979, pág. 39)

#### IV. TECNICAS RAPIDAS DE INTERPRETACION (Quick Look)

##### IV.1. Efectos de Gas

El gas da efectos de baja porosidad neutrón y alta porosidad de densidad. Las figuras 18 y 19 muestran un ejemplo del efecto. Para poder distinguir esta situación, se requiere que se corran simultáneamente el registro Neutrón y el de Densidad, convirtiéndose a este último a valores de porosidad. Los dos registros deben de estar calibrados a la misma matriz.

##### IV.2. Técnica Rwa

Es una gráfica utilizada para indicar directamente la presencia de hidrocarburos, determinar la resistividad del agua, ( $R_w$ ), y estimar la saturación de agua, ( $S_w$ ). La curva Rwa se obtiene continuamente considerando que  $S_w=1$  en cualquier lugar. De la ecuación 14, si  $S_w=1$  y  $R_{wa}=R_w$  se obtiene

$$R_{wa} = (\phi^2 R_t) \quad (25)$$

Generalmente la curva Rwa se registra simultáneamente junto con el registro Sónico o Densidad-Neutrón y el registro de Inducción, los resultados se presentan en el carril izquierdo. Si todas las formaciones permeables son limpias y contienen agua, el registro Rwa variará muy poco en aquellas zonas donde efectivamente exista agua. Si hay una zona con hidrocarburos,  $R_t$  será mayor aumentando el valor de Rwa. La saturación de agua puede estimarse a partir de la ecuación

$$S_w = \sqrt{R_w/R_{wa}} \quad (26)$$

Una regla de dedo que se utiliza en este tipo de registro es que si  $R_{wa} > 3R_w$ , el intervalo posiblemente sea productor de hidrocarburos, se requerirá de realizar un análisis con más detalle.

La figura 20 muestra una curva Rwa registrada con la combinación de registros Inducción-Sónico.  $R_w$  leerá 0.05 ohm-m en la zona de agua (2). El valor crítico de Rwa es de 0.15 ohm-m. Las secciones con presencia de hidrocarburos se muestran en los niveles 6 y 7. En el nivel 7  $R_{wa} = 0.5$ , tal que  $S_w = 0.05/0.5 = 0.32$ . La curva Rwa funciona bien en zonas de porosidad media a alta y donde el tipo de matriz es completamente constante. No es recomendable en regiones de baja porosidad donde la matriz es muy variable.

REGISTRO COMBINADO

NEUTRON COMPENSADO  
DENSIDAD COMPENSADO

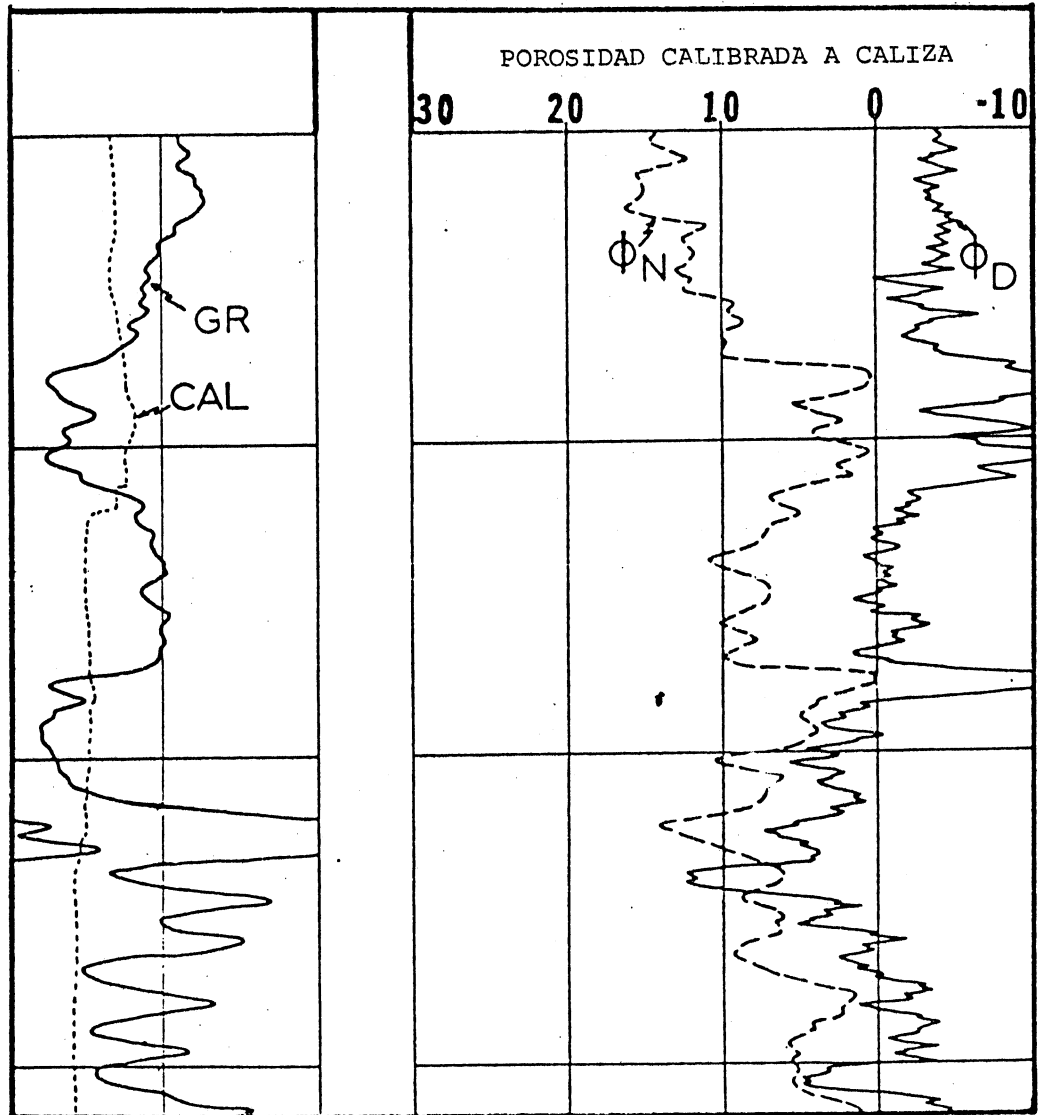


Figura 18. Ejemplo de un registro combinado en el que se nota la presencia de gas.

(tomado de Merkel, 1983, pág. 57)

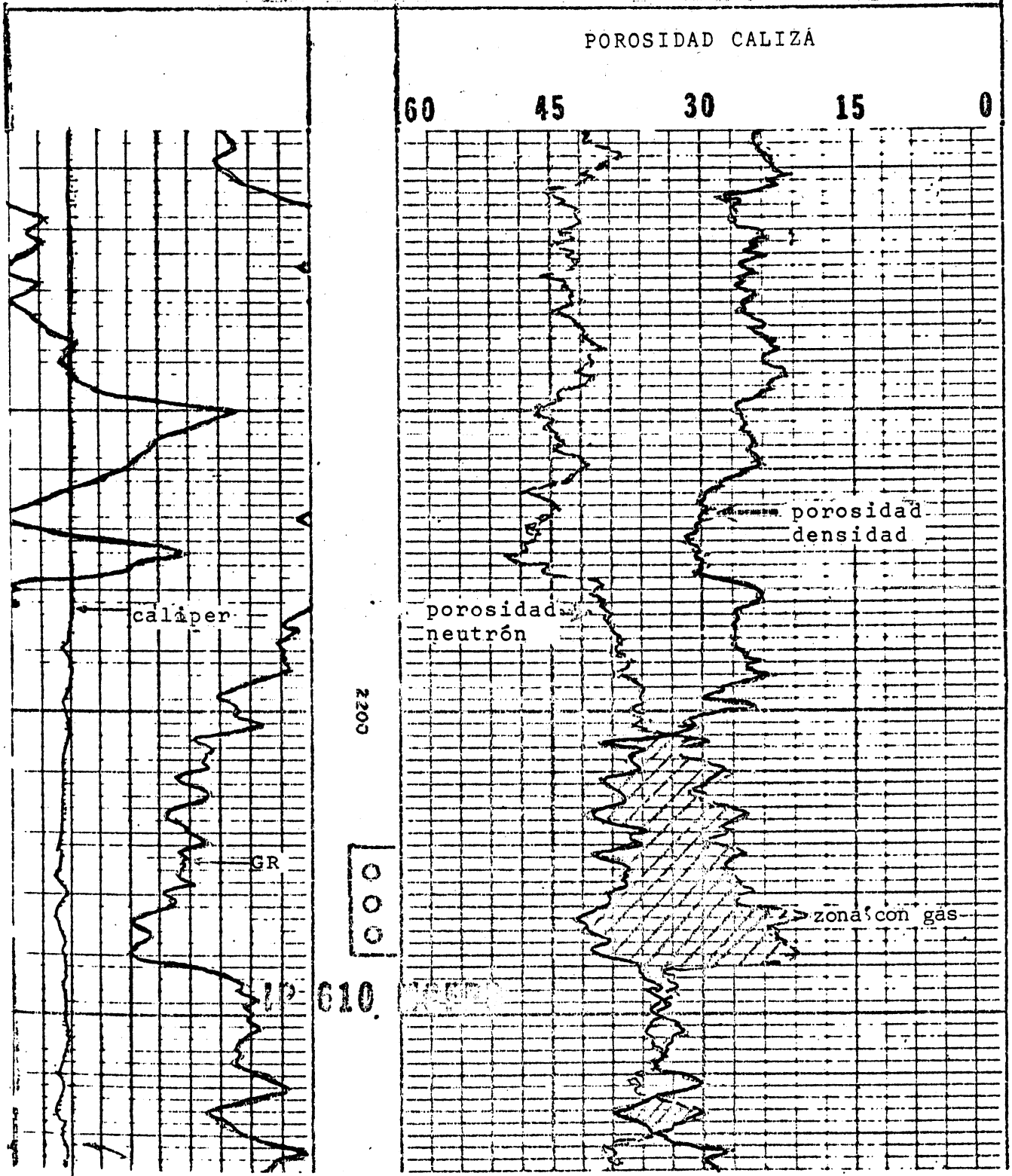


Figura 19. Ejemplo de un registro combinado en el que se nota la presencia de gas.

(Tomado de Merkel, 1983, pág. 58)

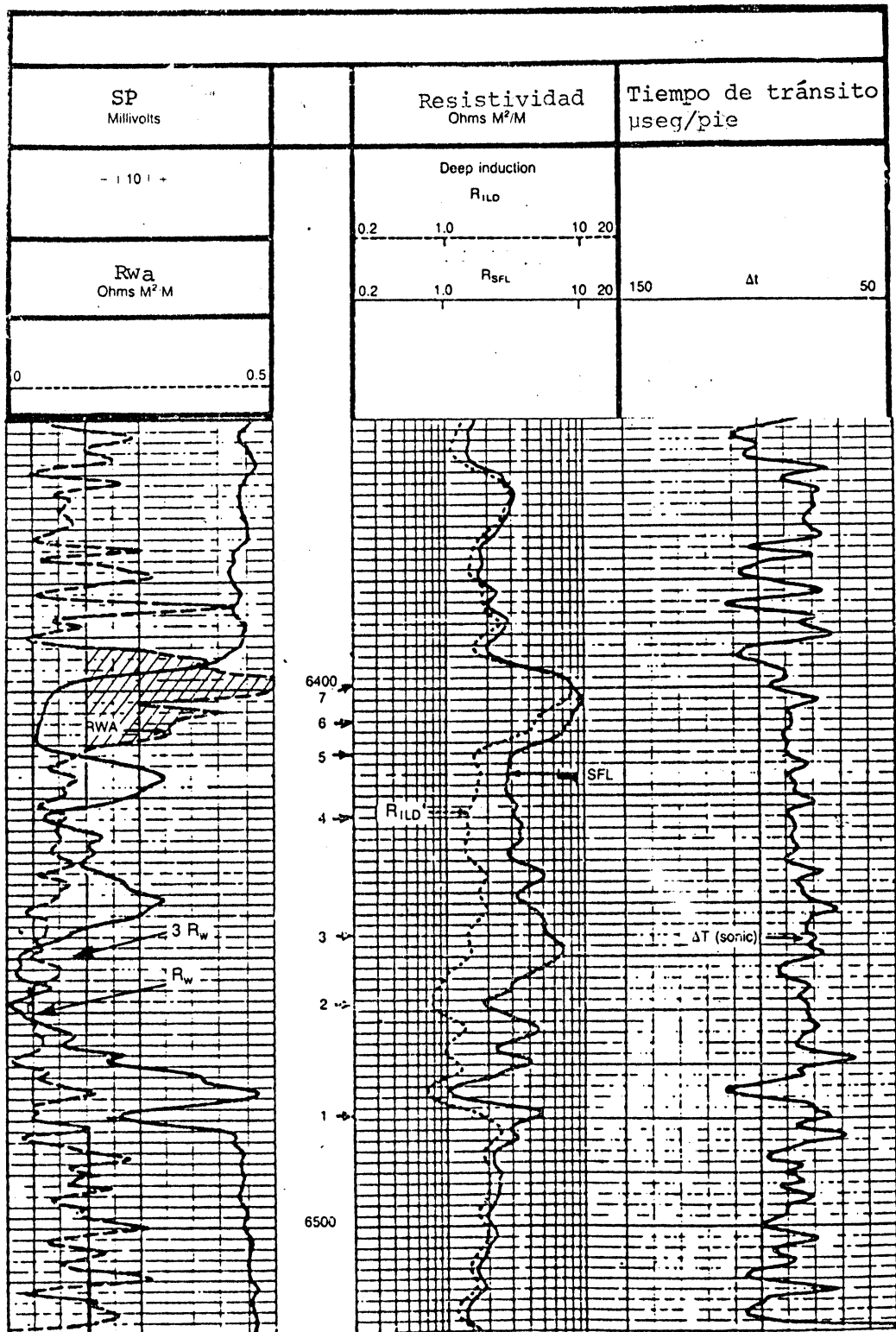


Figura 20. Ejemplo de un registro Rwa en el que se indica la presencia de aceite.

(tomado de Dewan, 1983, pág. 320)

### IV.3. Sobreposición F

Con esta técnica se requiere calcular el valor de  $R_o$  a partir del registro  $R_t$  (LLd o ILd). Las dos curvas pueden decir si la zona estudiada contiene agua o hidrocarburos.

El registro  $R_o$  se calcula utilizando un registro de porosidad para estimar  $R_w$ , suponiendo que  $S_w=1.0$  en cualquier lugar. De la ecuación 15

$$R_o = (1/\phi^2)R_w \quad (27)$$

La comparación del cálculo  $R_o$  con  $R_t$  puede dar rápidamente el valor de  $S_w$

$$S_w = \sqrt{R_o/R_t} \quad (28)$$

La figura 21 es un ejemplo del registro F.  $R_o$  se obtuvo del registro de Densidad. En A muestra una zona con hidrocarburos, en B es agua,  $R_o$  se superpone a  $R_t$ .

### IV.4. Registro $R_{xo}/R_t$

Sirve para comparar el registro SP con el procesado, para indicar la presencia de hidrocarburos móviles. El propósito de la técnica es comparar el  $\log(R_{xo}/R_t)$  con el SP. La curva que se obtiene se presenta en el carril izquierdo.

En zonas de agua las relaciones  $R_{xo}/R_t$  y  $R_{mf}/R_w$  serán iguales y las curvas convergerán. En zonas con hidrocarburos móviles  $R_{xo}/R_t$  será menor que  $R_{mf}/R_w$  y las curvas divergirán. La figura 21 presenta un ejemplo. El método está limitado a lodos dulces donde  $R_{mf} > R_w$ .

## V. ANALISIS POR COMPUTADORA

La computadora ha venido a agilizar el análisis de los registros de pozos, la cantidad de datos que se obtienen de un pozo hace tedioso el procesamiento manual. Se puede dar en pocas horas un diagnóstico de las condiciones del pozo y geológicas. Los análisis que se hacen son de tipo mineralógico, correcciones de porosidad, saturación de agua, cálculo de hidrocarburos móviles, índices de permeabilidad y valores de porosidad secundaria.



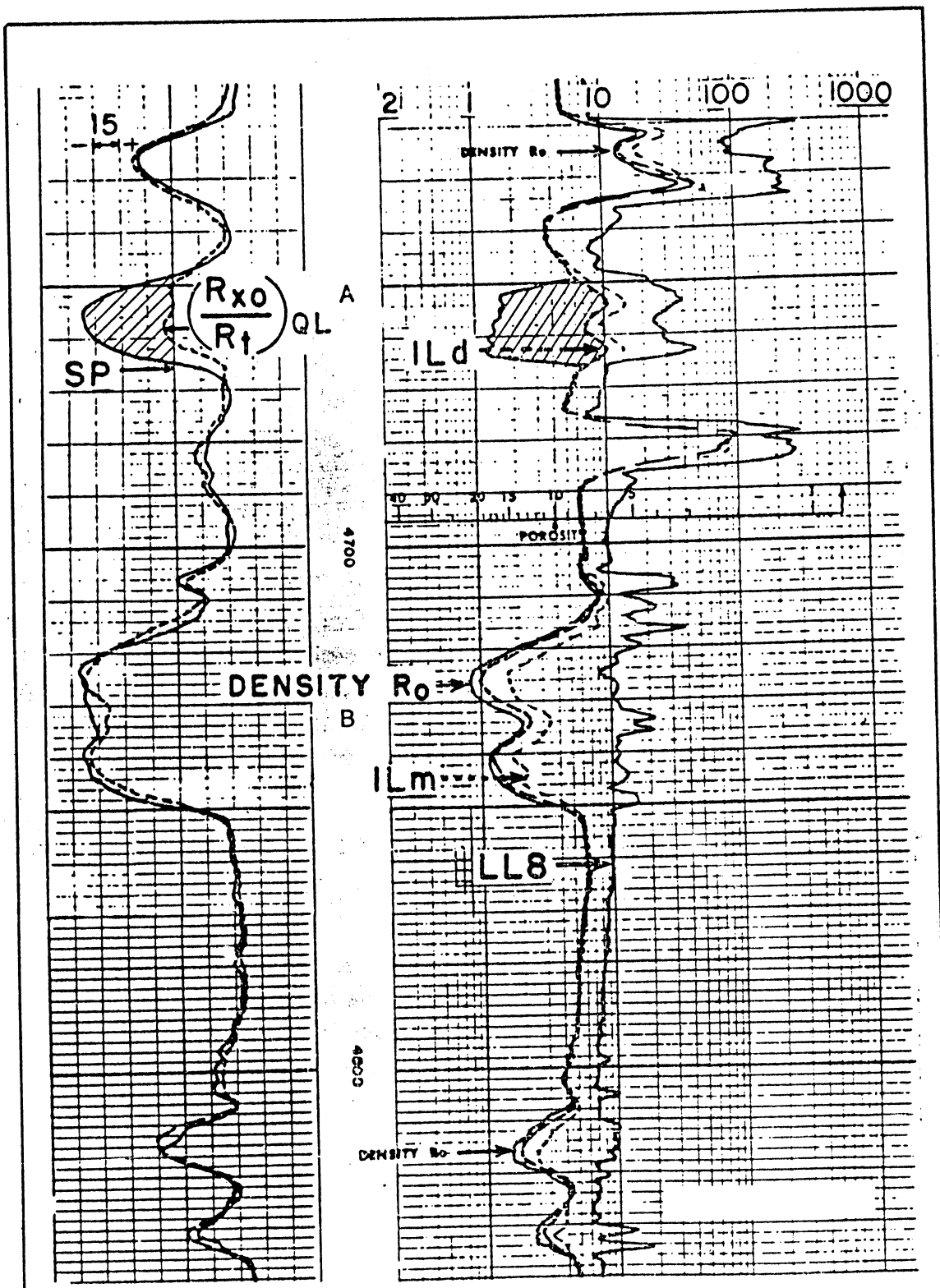


Figura 21. Ejemplo de un registro en el que se muestran las curvas F y  $R_{xo}/R_t$ .

(tomado de Dewan, 1983, pág. 325)

Existen varias maneras de calcular la porosidad y la litología, dependiendo de la complejidad de la formación y de la exactitud del análisis que se requiere. La manera básica es considerar la respuesta entre los diferentes componentes mineralógicos y la respuesta del registro como lineal. Por ejemplo, la densidad que se mide está en función de la densidad de los granos, cementante, fluidos, porosidad y tipo de minerales que se encuentran en el intervalo leído. De igual forma son las respuestas de los registros Neutrón y Sónico.

Las ecuaciones que se generan se resuelven simultáneamente para calcular los volúmenes relativos de los componentes mineralógicos y de la porosidad.

Las compañías de servicio tienen técnicas que evalúan estos parámetros para secuencias de carbonatos y arenas arcillosas. Las figuras 22 y 23 son ejemplos de los resultados del análisis por computadora

Cuando hay herramientas de resistividad que miden a diferente profundidad de investigación, se puede calcular la saturación en la zona lavada. La diferencia entre este valor y la saturación en la zona virgen indica movilidad de hidrocarburos. Esto muestra que hay permeabilidad en la zona y se puede calcular a través de ecuaciones empíricas. La densidad de los hidrocarburos se puede calcular usando la combinación de los registros densidad y neutrón.

Una vez que estos parámetros se obtienen para una zona en particular, se hacen mapas de las variaciones de éstos. Ayudan a entender el comportamiento geológico de una formación en particular. Las figuras 24 y 25 son ejemplos de variación de porosidad y cantidad de arena en una formación.

## VI. ANALISIS GEOLOGICO

Aunque todos los registros dan cierta información litológica de la formación, existen registros que son específicos para esta situación.

Los registros SP, RG, Espectral y los de resistividad somera son los que más información proporcionan. Otro registro que es de mucha utilidad es el de Echados.

### VI.1 Ambiente Geológico y las formas de la curva SP

Anteriormente se vio que la respuesta de la curva SP está afectada por variaciones litológicas. Si se tiene un control del espaciamiento entre pozos en un determinado campo, el análisis de la curva SP es un método muy útil para conocer la geometría de las

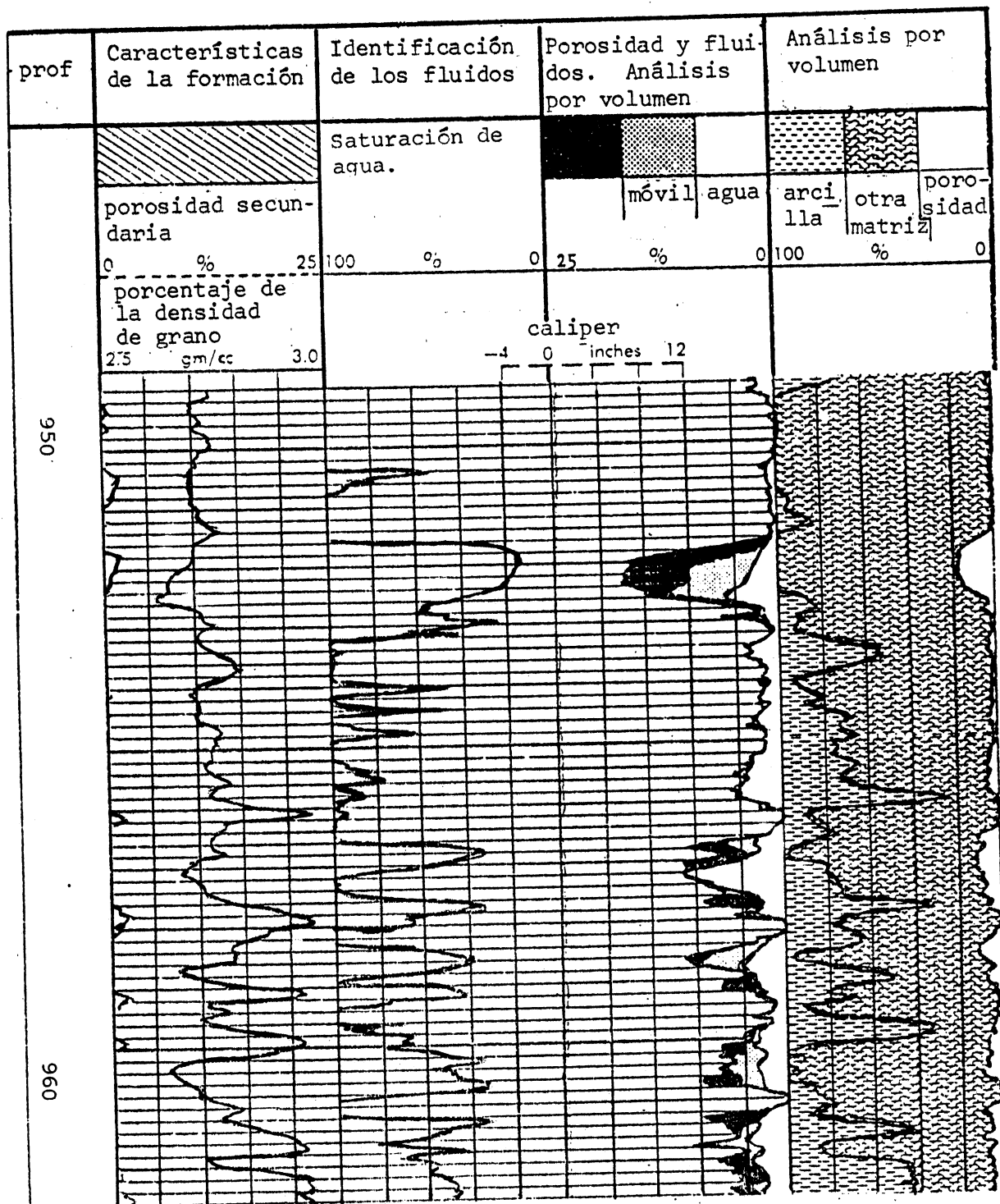


Figura 22. Análisis por computadora de un conjunto de datos de registros de pozos tomados en una secuencia de carbonatos.

(tomado de Hilchie, 1978, pág. 14-7)

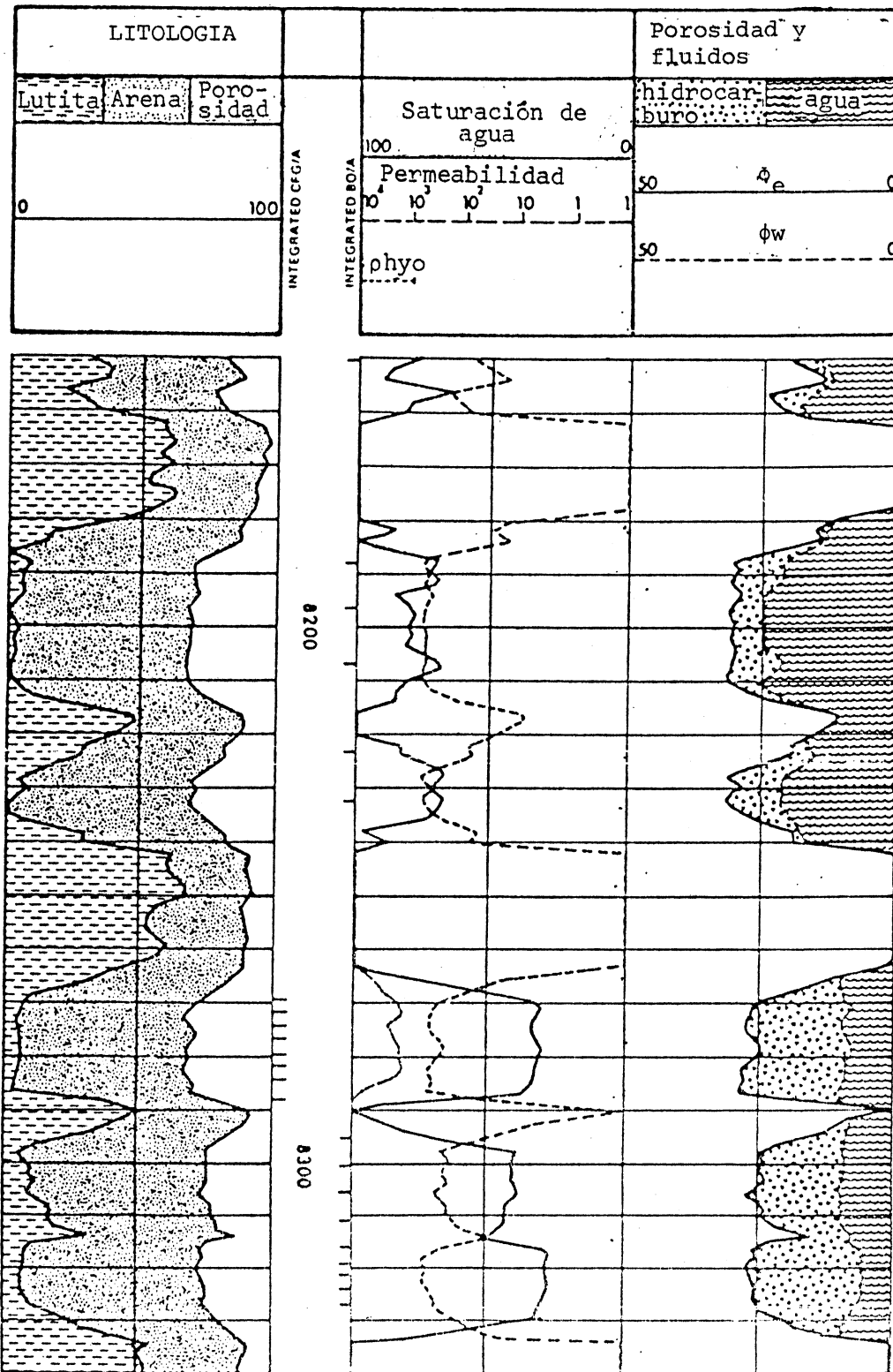


Figura 23. Análisis por computadora de un conjunto de datos de registros de pozos tomados en una secuencia de arenas.

(tomado de Merkel, 1983, pág. 69)

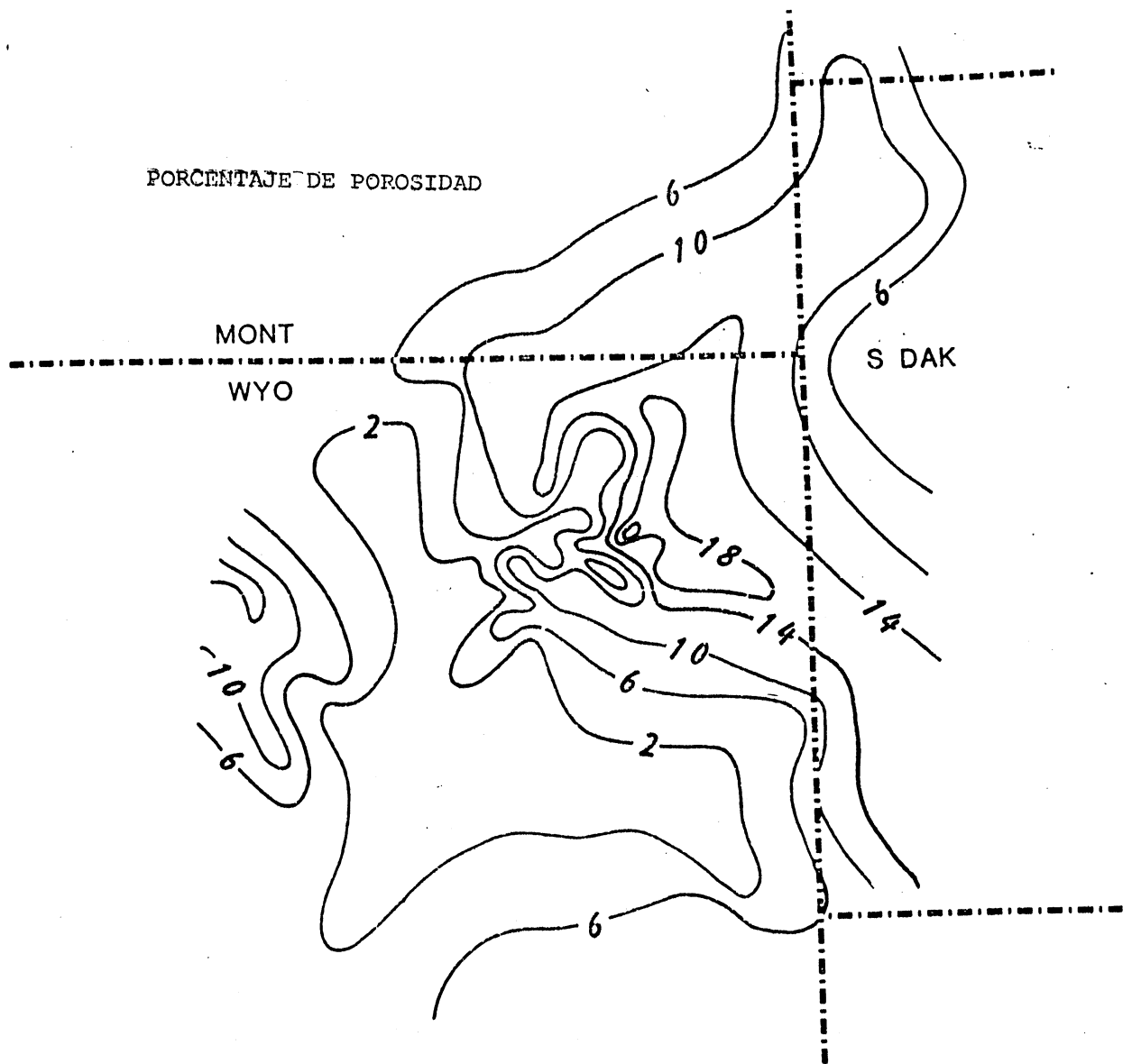


Figura 24. Mapa de un campo en el que se muestra la distribución del porcentaje de porosidad para un intervalo de interés.

(tomado de Merkel, 1983, pág.70)

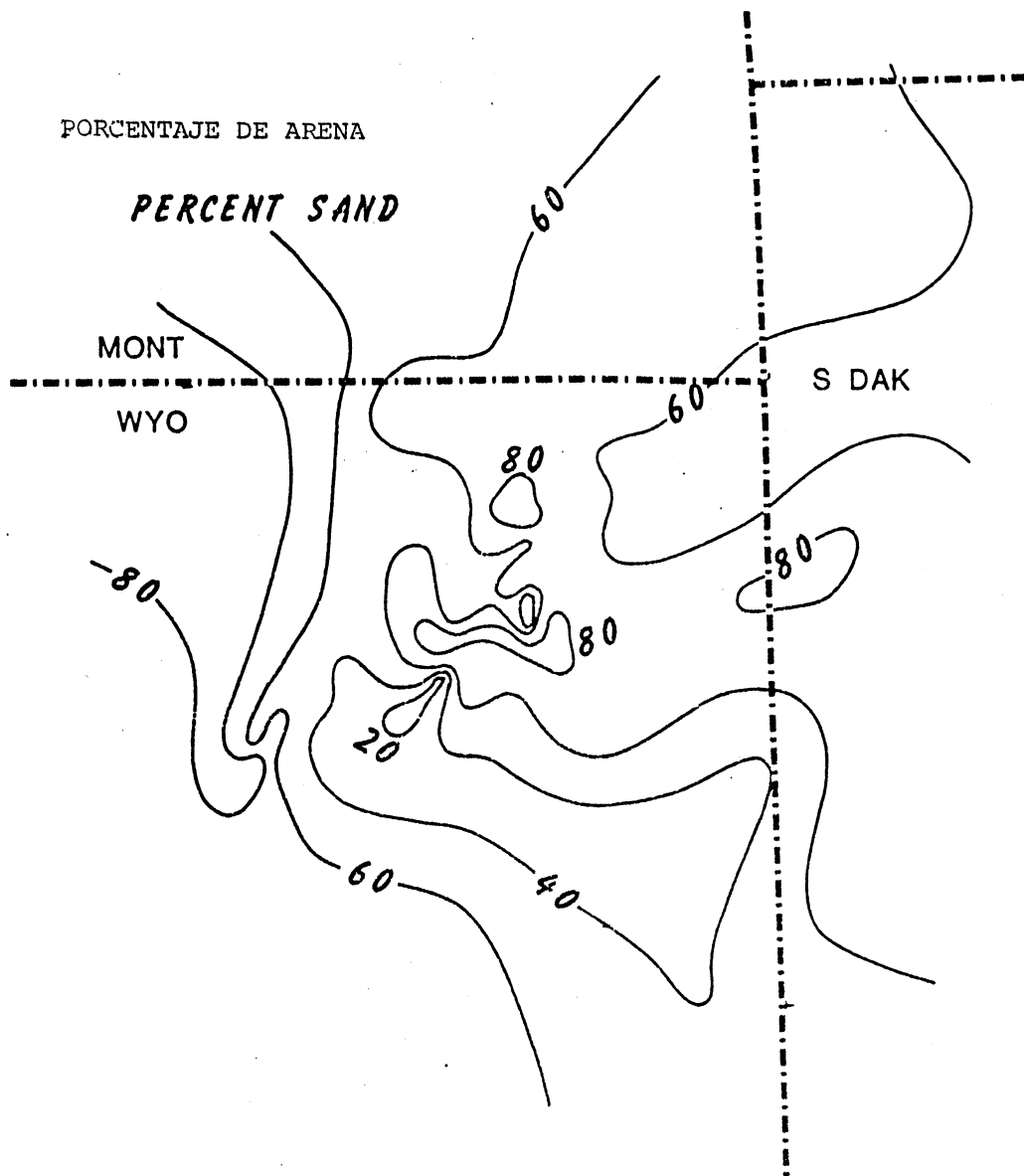


Figura 25. Mapa, del mismo plano anterior, en el que se muestra la distribución de arena en la formación de interés.

(tomado de Merkel, 1983, pàg.71)

unidades de arena. El espesor y permeabilidad de una arena porosa es un criterio que se puede utilizar en la interpretación de la historia de depósito de la unidad. Se mostró que una deflexión muy grande con respecto a la línea base de lutita indica una arena limpia. Como un resultado, si hay una interrupción entre una arena limpia y arcilla, implica que hay un cambio rápido en la distribución de energía. Estas transiciones rápidas sólo se producen probablemente en áreas donde hay pequeñas diferencias en la profundidad del agua, o la distribución de la energía causa variaciones considerables en un ambiente de depósito. Por otro lado, si se observa la transición de la curva SP, puede implicar que la secuencia estuvo bajo condiciones estables durante la depositación.

Una forma de la curva SP de tipo aserrada sugiere condiciones de transición rápidas y condiciones de no equilibrio. Cuando la respuesta del SP disminuye hacia arriba indica una relación de disminución de la sedimentación y una disminución de la energía, posiblemente sea un ambiente fluvial. Por otro lado, si la respuesta del SP aumenta hacia arriba o se vuelve más negativa indica la presencia de un ambiente regresivo marino donde la energía es mayor en la cima de la secuencia.

Aunque la clasificación de las curvas del SP no es posible en muchas zonas, existen varias respuestas que pueden garantizar algunas clasificaciones del ambiente. Las cuatro más obvias son: 1) marino regresivo, 2) canales y barras, 3) deltaico transicional, 4) transgresivo.

Ejemplos de ambientes marinos regresivos se muestran en la figura 26a, reflejan un incremento en la energía de distribución de los sedimentos que son depositados progresivamente sobre sedimentos cercanos a la costa de baja energía.

La forma de la curva opuesta con una disminución de la energía hacia la cima de la sección se puede ver en los ejemplos de la figura 26b. Este tipo de distribución de la energía se desarrolla en ambientes fluviales donde la discordancia sobreyace a una arena limpia con granos bien clasificados.

Las formas de la curva SP muestran transiciones abruptas tanto en la cima como en la base sugiriendo un mecanismo de sedimentación relacionado a procesos fluviales y marinos regresivos. Arenas de tipo deltaico indican una distribución de litología que produce este tipo de curva. La figura 26c muestra la forma del registro de Potencial Natural en esta situación.

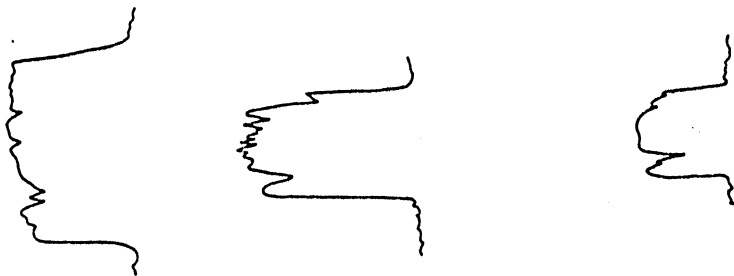
Las unidades transgresivas son delgadas y difíciles de identificar. Sin embargo, cuando están asociadas con secuencias de arenas existe a menudo una pequeña unidad resistiva que se desarrolla en la cima de la secuencia. Esta combinación de resistividad y disminución del potencial dan el criterio que se utiliza para delinear esta unidad transgresiva. La figura 26d muestra las formas de la curvas.



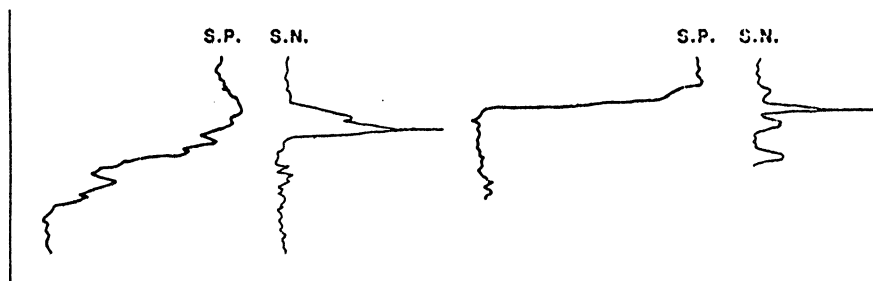
a). Ejemplos de ambientes marinos regresivos.



b). Ejemplos de ambientes transgresivos.



c). Ejemplos de ambientes fluviales y distributarios



d). Ejemplos de unidades transgresivas

Figura 26. Ejemplos de las formas de la curva SP  
(tomado de Merkel, 1983, págs. 75 y 76)



En condiciones de no equilibrio, las variaciones de las formas idealizadas de las curvas mostradas en la figura 26 hacen difícil la identificación en un solo pozo. El examen de unidades equivalentes en varios pozos de un campo ayudan al geólogo a dar un diagnóstico más certero.

Los canales con arenas o las arenas distributarias a menudo tienen patrones de depósito específico, un análisis en dos o tres dimensiones de estas arenas pueden dar patrones que ayudan a determinar la génesis del cuerpo arenoso. Las formas de los registros pueden dar información del ambiente de depósito de una unidad litológica en particular, su distribución y con ellos posiblemente predecir las zonas de transición. Como la pendiente de la curva puede proporcionar la distribución de la energía con respecto al tiempo, una gráfica tridimensional de esta unidad puede dar la información litológica y de depósito. Por ejemplo, cambios de pendiente en un ambiente regresivo pueden indicar una regresión retardada o acelerada.

## VI.2. Análisis de los Registros de Rayos Gamma y Espectral

Se mostró anteriormente que las curvas SP y RG son indicadoras de zonas porosas y permeables y también indican la arcillosidad de la formación. La curva SP tiene un comportamiento estable en presencia de arcilla. La curva RG presenta valores más altos de radiactividad en arcillas y arenas arcillosas como resultado del incremento de potasio. A menudo es posible ver que las dos curvas son correlacionables cuando la salinidad de la formación es mayor que la del lodo.

La herramienta espectral analiza las energías recibidas y separa la contribución total del contenido de potasio y de los elementos que se desintegran en las series del uranio y thorio. El análisis de muchas arcillas ha indicado que en promedio contienen aproximadamente 2% de potasio, 6 ppm de uranio y 12 ppm de thorio.

La tabla I muestra los distintos componentes de arcilla que tienen relaciones características espectrales y que pueden ayudar para definir el tipo de roca.

El análisis espectral no sólo ayuda a entender los ambientes de depósito y variaciones litológicas, sino también determina zonas potencialmente productoras de hidrocarburos. La respuesta del registro espectral muestra que un alto contenido de potasio y thorio es característico de una lutita altamente radiactiva, oscura a negra y rica en materia orgánica. Estas lutitas son la fuente típica de rocas generadoras de hidrocarburos.

La figura 27 es un ejemplo. La curva de potasio indica una formación calcárea relativamente limpia, mientras que la curva RG indica una formación impermeable muy arcillosa.

La información del registro Espectral es muy valiosa no solo para

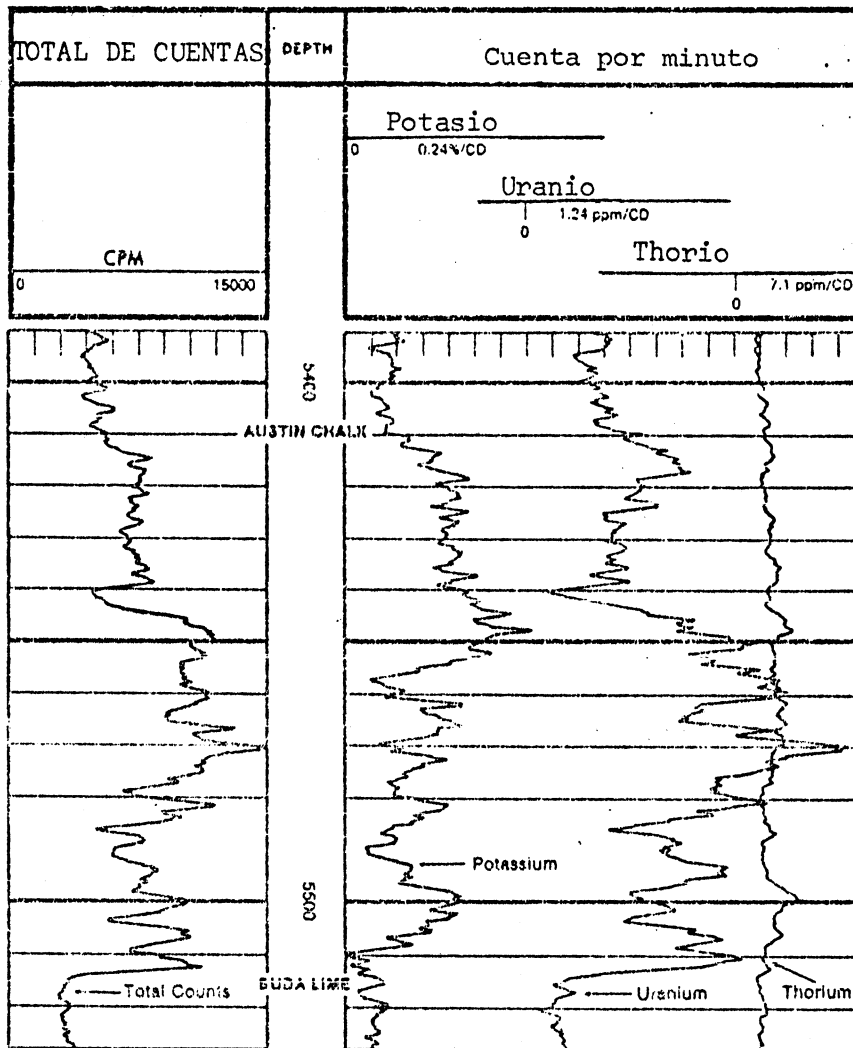


Figura 27. Ejemplo de un registro Espectral de Rayos Gamma Naturales.

(tomado de Merkel, 1983, pág. 80).

indicar arcillosidad sino también para señalar variaciones mineralógicas. Este registro tiene mejores ventajas en correlación de tipo estructural.

### VI.3. Correlación

Uno de los primeros usos que se le dieron a los registros de pozos fue hacer correlaciones de estratos equivalentes de un pozo a otro. La respuesta que tienen los registros en diferentes pozos para un mismo intervalo son relativamente semejantes.

Los registros que más se utilizan son los de resistividad, SP y RG. Otra herramienta que es de utilidad pero que se ocupa poco por el alto costo que tiene es el registro de Echados. Este registro mide la inclinación y dirección del echado de las capas que intersectan el agujero. La información que se obtiene se utiliza para: geología estructural, determinar donde se perforará el siguiente pozo, proyectar los bordes del yacimiento y obtener información estratigráfica. Desde la introducción de las computadoras la interpretación del registro se hace con mucho más detalle. Los echados que se calculan a intervalos cortos, de 1 a 3 pies, se ocupan en estudios de características estratigráficas tales como: barreras, lentes, canales, etc. Los intervalos largos de 10 a 12 pies, se utilizan para delinear características estructurales tales como echados.

Los resultados que presenta el registro son flechas, la cola de la flecha está sobre el ángulo del echado y la dirección de la flecha indica la dirección del echado, figura 28.

La interpretación del registro se hace a partir de la agrupación de las flechas en los siguientes esquemas característicos, figura 29.

A) El echado estructural es característico de estratos que fueron depositados con muy poco buzamiento, los planos de estratificación seguirán al buzamiento estructural, aún cuando las capas hayan sufrido deformación.

B) Los buzamientos aumentan gradualmente hacia abajo a un valor máximo y luego decrecen bruscamente al buzamiento estructural.

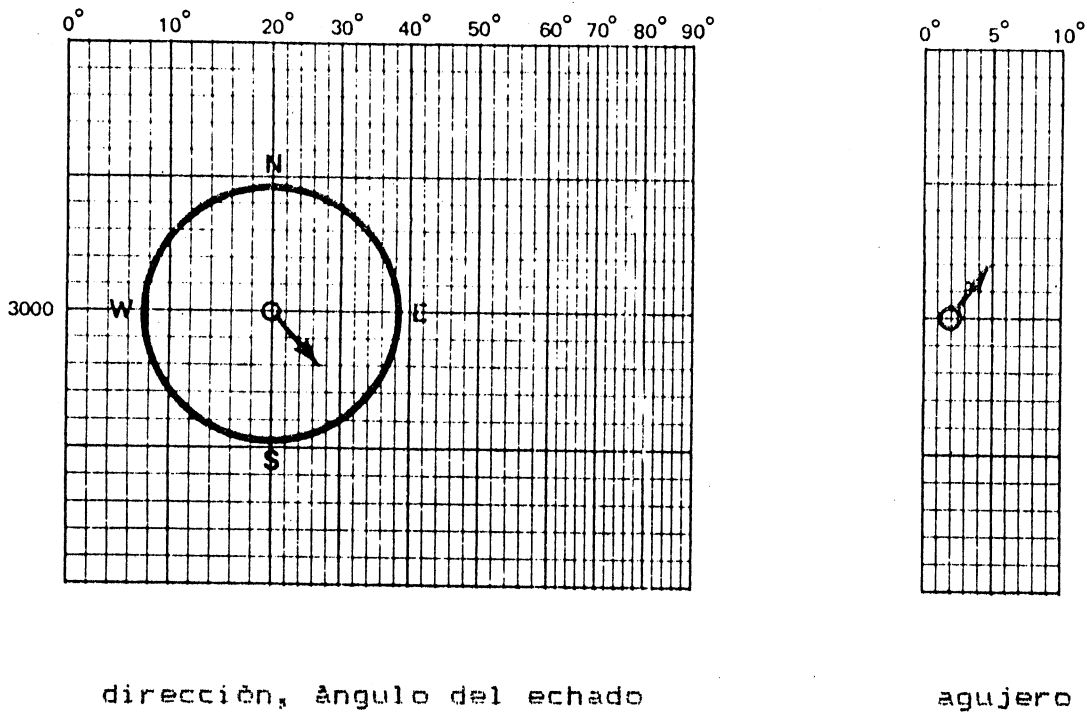
C) El entrecruzamiento ocurre en sedimentos de areniscas de tipo eólica y fluvial. Su buzamiento aparece y desaparece bruscamente sin afectar en forma el buzamiento de los estratos suprayacentes.

D) Cuando hay fallas e inconformidades hay una disminución del buzamiento al aumentar la profundidad.

Para poder hacer una interpretación de este registro se requiere de disponer de toda la información geológica del área. Se necesita hacer un trabajo a detalle para interpretar el registro. El uso en grandes cantidades de datos permite hacer aproximaciones estadísticas. El uso de gráficas de frecuencia ayudan a obtener

tendencias generales. Existen métodos de interpretación que proporcionan las compañías de servicio.

La figura 30 muestra algunos ejemplos de lo que puede obtenerse, en este caso, para caracterizar ambientes geológicos.



El ángulo del echado es de 20 grados a 3,000 metros en dirección SE 40. El pozo está inclinado 2 grados hacia el NE 45.

Figura 28. Ejemplo de la forma de presentación del registro de Echados.

(tomado de Hilchie, 1978, pág. 17-5)




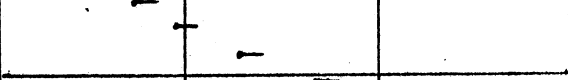
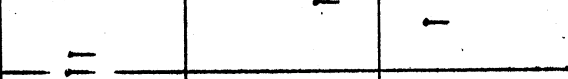
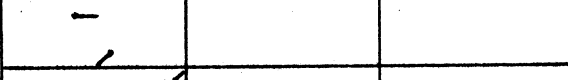
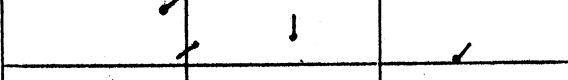

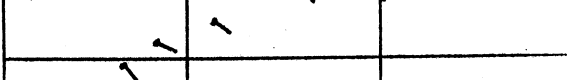

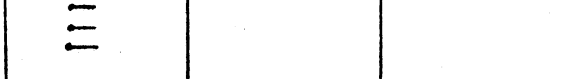
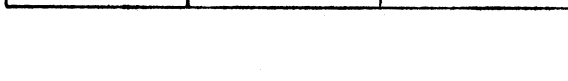
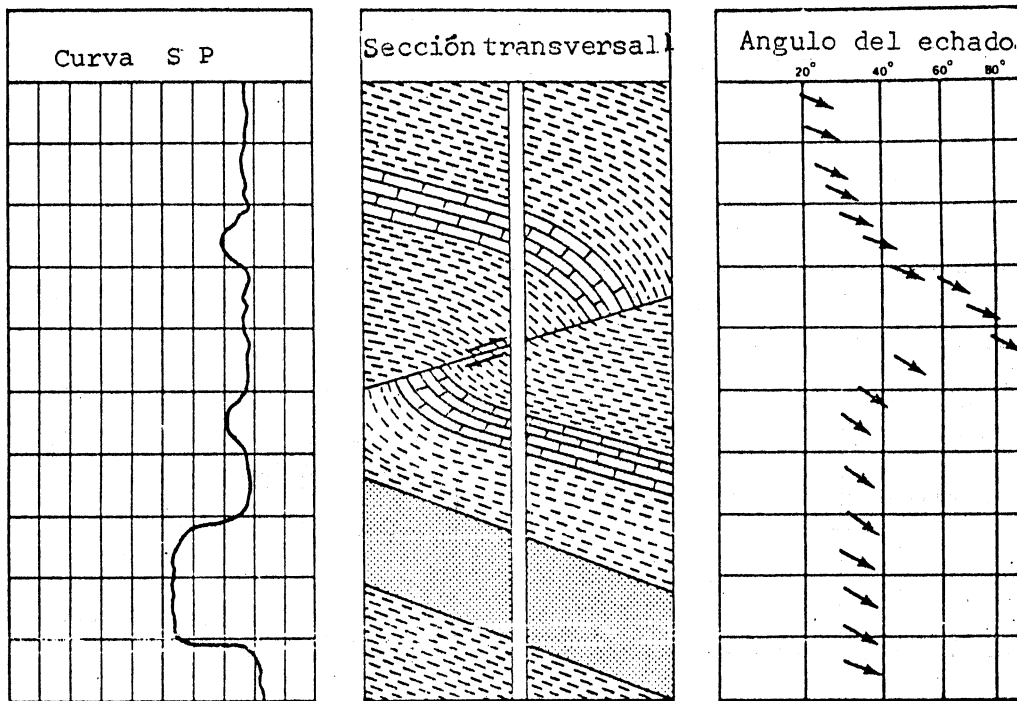
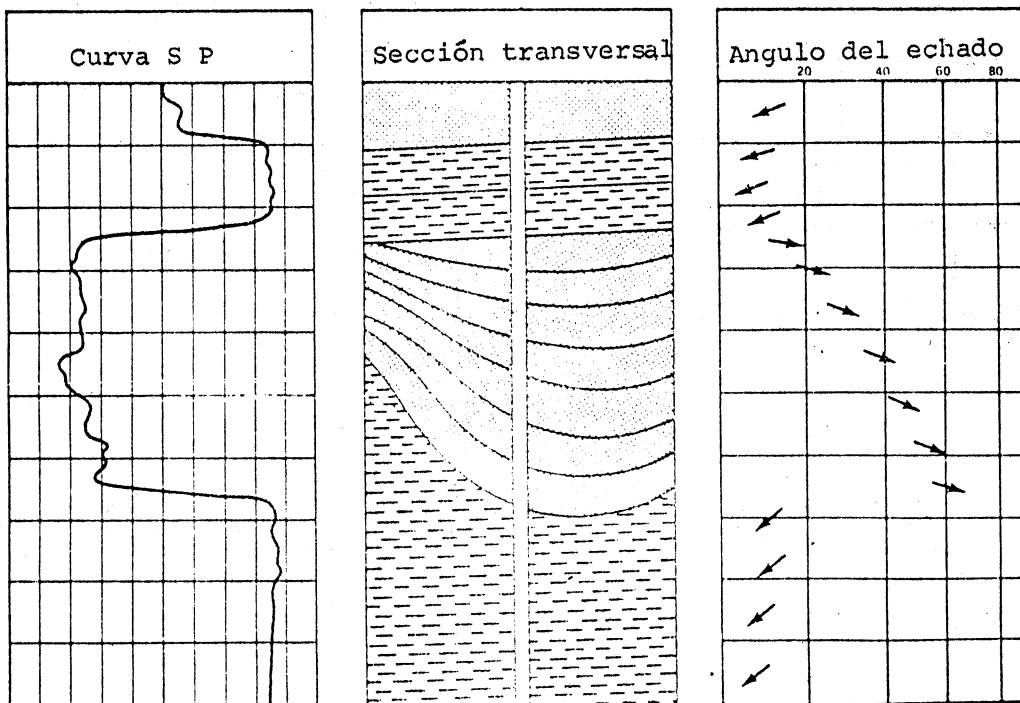
			ECHADO ESTRUCTURAL (A)
			FALLAS BARRERAS (B)
			CANALES ARRECIFES
			INCONFORMIDADES
			ECHADO ESTRUCTURAL (A)
			EVENTOS ALEATORIOS
			ENTRECruzAMIENTO (C)
			ECHADO ESTRUCTURAL (A)
			FALLAS
			INCONFORMIDADES (D)
			CAPAS DE CORRIENTE
			ECHADO ESTRUCTURAL (A)

Figura 29. Esquema de las diferentes formas en que puede presentarse el registro de Echados, indicando un comportamiento estructural.



(A)



(B)

Figura 30. Ejemplos del registro de Echados  
 A) Forma esquemática de un canal.  
 B) Forma esquemática de una falla inversa.

(tomado de D.W. Hilchie, 1978, pág. 17-7)

TABLAS

TABLA I

Porcentaje de material radiactivo de algunas arcillas

	K (%)	U (ppm)	Th (ppm)
bauxita	-	3.0-30.0	10-130
glauconita	5.08-5.30	-	-
bentonita	>0.5	1.0-20.0	6- 50
montmorillonita	0.16	2.0- 5.0	14- 24
caolinita	0.42	1.5- 3.0	6- 19
ilita	4.5	1.5	-
mica	-	-	<0.01
biotita	6.7 -8.3	-	<0.01
muscovita	7.9 -9.8	-	-

TABLA II  
VALORES DE MATRIZ

Roca	$\Delta t_{ma}$	$\rho_{ma}$	$\phi_{ma}$
caliza	46	2.71	0
dolomita	42	2.87	2
arena	55	2.65	-2
anhidrita	50	2.98	0
yeso	53	2.35	49
sal	65	2.03	0
agua dulce	200	1.0	1
100,000 ppm (NaCl)	189	1.07	1.2

**TABLA III  
HERRAMIENTAS DE RESISTIVIDAD**

REGISTRO	ELECTRICO (ES)	INDUCCION (IL)	DOBLE INDUCCION	LATEROLOG LL3	LATEROLOG LL7	DOBLE LATEROLOG (DLL)
CURVAS	NORMAL LARGA INVERSA SP	NORMAL 6FF40 SP RG	ILd ILm LL8 SP	LL3 RG SP	LL7 RG SP	LLd LLs RG
APLICACION	Ri Rt	Ri Rt	Ri Rt Rxo	Rt	Rt	Rt
RANGO DE OPERACION	1 - 1,000 ohm-m	0.1 - 100 ohm-m	1 - 100 ohm-m	1 - 200 ohm-m	1 - 10,000 ohm-m	1 - 10,000 ohm-m
AMBIENTE EN EL AGUJERO	tamaño de agujero constante	resistivo espesor de capa > 1.5 m.	resistivo espesor de capa > 1.5 m.	conductivo espesor de capa > 0.5 m.	conductivo espesor de capa > 0.75m.	conductivo
AMBIENTE GEOLOGICO	-areniscas lodo dulce	-arena arcillosa  -lodo dulce	-lodo conductivo  -requiere STAND OFF	carbonatos -lodo sellado -Rm<Rt	carbonatos -lodo sellado -Rm<Rt -rocas fracturadas	carbonatos -lodo sellado -Rm<Rt -rocas fracturadas
LIMITACION	-invasión profunda	-alta Ra -capas delgadas	-alta Ra -capas delgadas	-invasión profunda -alta Ra	-invasión profunda	invasión profunda
CARACTERISTICAS ESPECIALES		puede ocuparse con lodos base aceite o gas	-para Rxo>Rt el registro es mejor cuando hay problemas de invasión. -puede obtenerse el registro Rwa o Rxo/Rt.			



TABLA IV

HERRAMIENTAS DE MICRO RESISTIVIDAD

REGISTRO	MICROLOG (ML)	MICROLATEROLOG (MLL)	PROXIMIDAD (PL)	MICROESFERICO ENFOCADO (MSFL)
CURVAS QUE REGISTRA	R1"x1" R2" tamaño de agujero	RMLL tamaño de agujero	PL tamaño de agujero	RMSFL tamaño de agujero
APLICACION	permeabilidad Rxo	Rxo	Rxo	Rxo
RANGO DE APLICACION	0.5 - 100.0 ohm-m	0.5 - 100.0 ohm-m	0.5 - 100.0 ohm-m	0.5 - 100.0 ohm-m
AMBIENTE EN EL AGUJERO	-capas invadidas -enjarre 1/4" -lodo conductivo	-capas invadidas -enjarre 3/8" -lodo salado	-capas invadidas -lodo dulce	-lodo salado
AMBIENTE GEOLOGICO	-arenas arcillosas -rocas limpias	-carbonatos -porosidad media	-carbonatos -porosidad media	-carbonatos -rocas fracturadas
LIMITACIONES	-cualitativo -alta porosidad	-rugosidad -enjarre	-rugosidad -enjarre	-rugosidad -enjarre
CARACTERISTICAS ESPECIALES	-va montado en un patin	-va montado en un patin	-va montado en un patin -es mejor que el MLL cuando el enjarre es mayor de 3/8"	-va montado en un patin

TABLA V

HERRAMIENTAS DE POROSIDAD

REGISTRO	SONICO	NEUTRON	DENSIDAD	Rt	Rxo
CURVA REGISTRADA	$\Delta t$ $\phi_s$ diámetro de agujero	cuentas por minuto de RG	$\rho_b$ $\phi_D$ diámetro de agujero		
RESPUESTA	$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$	índice de hidrógeno (IH)	$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$	$Rt = \frac{F R_w}{S_w^2}$	$R_{xo} = \frac{F R_{mf}}{S_{xo}^2}$
RANGO DE OPERACION	5 - 20%	0 - 25%	10 - 35%	5 - 25%	5 - 25%
AMBIENTE OPTIMO	-carbonatos -arenas consolidadas	-formación limpia con agua	-arenas consolidadas -arenas arcillosas -porosidad homogénea	-limpio	-limpio
LIMITACIONES	-formaciones no consolidadas -arcillosidad -fracturas -vesículas	-arcillosidad -yeso -gas	-porosidad heterogénea -pirita	-arcillosidad	-arcillosidad
CARACTERISTICAS ESPECIALES			-la densidad se compensa por efectos de enjarre y rugosidad		

TABLA VI  
REGISTROS UTILIZADOS PARA CORRELACION

REGISTRO	CORRELACIONABLE EN	CONDICIONES PARA SU MEJOR USO	VENTAJAS Y DESVENTAJAS
POTENCIAL NATURAL	-capas permeables contra capas de lutitas	-agujero sin ademe -buen contraste entre $R_{mf}$ y $R_w$ -resistividad de la formación baja a moderada	-más utilizada
RAYOS GAMMA NATURALES	-radiactividad asociada con arcillosidad -capas radiactivas	-tamaño de agujero menor de 8 pulgadas	-no es sensible al fluido -se usa también en agujero ademado
ELECTRICO CONVENCIONAL	-capas porosas e invadidas -la deflexión de la curva depende del factor de formación, $R_w$ y arcillosidad	-agujero sin ademe -lodos dulces -formaciones invadidas	-más utilizada
LATEROLOG PROFUNDA	-capas porosas e invadidas -la deflexión de la curva depende del factor de formación y arcillosidad	-agujero sin ademe -lodo dulce o -relación $R_t/R_w$ alta	-útil en lodos salados y formaciones resistivas
INDUCCION	-variación del contenido de agua en capas con matriz no conductiva	-agujero sin ademe -lodo dulce -resistividades de formación menores de 100 ohm-m	-útil en formaciones arcillosas o secciones de baja resistividad
SONICO	- $\Delta t$ depende de la litología y porosidad	-agujero con lodo y sin gas	-buena porosidad en formaciones compactas

TABLA VI (continuación)

REGISTROS UTILIZADOS PARA CORRELACION

REGISTRO	CORRELACIONABLE EN	CONDICIONES PARA SU MEJOR USO	VENTAJAS Y DESVENTAJAS
NEUTRON	-contenido de hidrógeno	-depende del tipo de herramienta	-buena correlación -en combinación con pb detecta gas. -útil en agujero con ademe
DENSIDAD	-densidad de la formación (depende de la litología y porosidad)	-agujero sin ademe -poco enjarre -poca rugosidad	
DIAMETRO DE AGUJERO (CALIPER)	-variaciones con el tamaño del agujero	-agujero sin ademe	-requiere de otros registros

## BIBLIOGRAFIA

1. ARROYO C., F.A., 1985, Apuntes de la Asignatura Registros Geofisicos de Pozos, F.I., UNAM, Mexico.
2. ASQUITH, G.B., GIBSON, R., 1982, Well Log Analysis for Geologists, AAPG, Oklahoma.
3. DEWAN, J.T., 1983, Essentials of Modern Log Interpretation, PennWell Books, Oklahoma.
4. DRESSER ATLAS, 1979, Log Interpretation Charts, Documento.
5. HALLENBURG, J.K., 1984, Geophysical Logging for Mineral and Engineering Applications, PennWell Books, Oklahoma.
6. HILCHIE, D.W., 1978, Applied Openhole Log Interpretation, D.W. Hilchie Inc., Colorado.
7. MERKEL, R.H., 1979, Well Log Formation Evaluation, AAPG, Course note series #4. AAPG Bookstore, Oklahoma.
8. PIRSON, S.J., 1981, Geologic Well Log Analysis, Gulf Pub. Co., Houston.
9. SCHLUMBERGER, 1979, Log Interpretation Charts, Documento.
10. SCHLUMBERGER, 1972, Log Interpretation, Vol. I, Documento.
11. SCHLUMBERGER, 1974, Log Interpretation, Vol. II, Documento.

## LISTA DE FIGURAS

figura		pág.
1.	Presentación de un Registro Geofísico de Pozo mostrando el encabezado y las diferentes rejillas	2
2.	Representación esquemática de una sección transversal de un pozo indicando las zonas que se generan en el proceso de invasión	8
3.	Gráfica para estimar la temperatura de la formación	16
4.	Gráfica para calcular la resistividad de una solución a cualquier temperatura y salinidad de fluido	17
5.	Gráfica para corregir la curva de Potencial Natural por espesor de capa y por resistividad	18
6.	Gráfica para calcular Rwe a partir del SSP	20
7.	Gráfica para calcular $R_w$ o $R_{mf}$ a partir de $R_{we}$ o $R_{mfe}$	21
8.	Gráfica de interrelación porosidad-resistividad, método de Hingle	25
9.	Gráfica de interrelación porosidad-resistividad, método de Pickett	25
10.	Respuesta generalizada de tres herramientas de porosidad en formaciones limpias consolidadas y no consolidadas, y arcillosas	27
11.	Gráfica de interrelación del Registro Sónico de Porosidad con el Registro Neutrón Compensado	28
12.	Gráfica de interrelación de los Registros Densidad Compensado y Sónico de Porosidad	29
13.	Gráfica de interrelación de los Registros Densidad Compensado y Neutrón Compensado	30
14.	Gráfica M-N para identificar minerales a partir de tres registros de porosidad	32
15.	Gráfica MID para identificación de matriz	33
16.	Gráfica de interrelación de los Registros Neutrón Compensado y Densidad Compensado para obtener la densidad de matriz aparente	34
17.	Gráfica de interrelación de los Registros Sónico de Porosidad y Neutrón Compensado para obtener el tiempo de tránsito de matriz aparente	35

18.	Ejemplo de un registro combinado en el que se nota la presencia de gas	37
19.	Ejemplo de un registro combinado en el que se nota la presencia de gas	38
20.	Ejemplo de un registro Rwa en el que se indica la presencia de aceite	39
21.	Ejemplo de un registro en el que se muestran las curvas F y Rxo/Rt	41
22.	Análisis por computadora de un conjunto de datos de registros de pozos tomados en una secuencia de carbonatos	43
23.	Análisis por computadora de un conjunto de datos de registros de pozos tomados en una secuencia de arenas	44
24.	Mapa de un campo en el que se muestra la distribución del porcentaje de porosidad para un intervalo de interés	45
25.	Mapa, del mismo plano anterior, en el que se muestra la distribución de la arena en la formación de interés	46
26.	Ejemplos de las formas de la curva SP	48
27.	Ejemplo de un registro Espectral de Rayos Gamma Naturales	50
28.	Ejemplo de la forma de presentación del registro de echados	52
29.	Esquema de las diferentes formas en que puede presentarse el registro de Echados, indicando un comportamiento estructural	53
30.	Ejemplos del registro de Echados A) Forma esquemática de un canal B) Forma esquemática de una falla inversa	54

La impresión se realizó en la  
Unidad de Difusión de la Facultad de Ingeniería