



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**CUANTIFICACION DE MINERALES
A PARTIR DE REGISTROS
GEOFISICOS DE POZOS**

T E S I S

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

P R E S E N T A N

JUAN PEDRO GARCIA AGUILAR

RAUL TEODORO VILA VILLASEÑOR



MEXICO, D. F.

1986



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
AUTÓNOMA

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección
60-I-100

Señores GARCIA AGUILAR JUAN PEDRO Y
VILA VILLASENOR RAUL TEODORO.
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 Profr. Ing.-Francisco Alejandro Arroyo Carrasco, para que lo desarrollen - - como tesis para su Examen Profesional de la carrera de INGENIERO GEOFISICO.

"CUANTIFICACION DE MINERALES A PARTIR DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS"

- I GENERALIDADES.
- II OBTENCION DE LA INFORMACION.
- III PROCESADO.
- IV APLICACION.
- V CONCLUSIONES.
- BIBLIOGRAFIA.

Ruego a ustedes se sirvan tomar debida nota de que en cumplimiento con lo especificado por la Ley de Profesiones, deberán 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., mayo 7 de 1986.
EL DIRECTOR

Resuelto.

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

SC
OARCH 'MRV' gtg

I N D I C E

	pag.
INTRODUCCION	1
I GENERALIDADES	3
I.1 ANTECEDENTES	4
I.2 PRINCIPIO DE OPERACION	5
I.2.1 REGISTRO DE RAYOS GAMMA NATURALES	
I.2.2 REGISTRO DENSIDAD	
I.2.3 REGISTRO NEUTRON	
I.2.4 REGISTRO ACUSTICO DE POROSIDAD	
I.3 FACTORES IMPORTANTES EN LA RESPUESTA DE UN REGISTRO	12
I.4 PROPIEDADES BASICAS	15
I.4.1 POROSIDAD	
I.4.2 INDICE DE SATURACION	
I.4.3 PERMEABILIDAD	
I.5 GRAFICAS CRUZADAS	17
I.6 GRAFICA M - N	18
I.7 IDENTIFICACION DE MINERALES POR (MID-PLOT)	21
II OBTENCION DE LA INFORMACION	24
II.1 DIGITACION	26
II.2 REPRESENTACION DE LOS REGISTROS	28
III PROCESADO	30
III.1 PROGRAMA DE LITO-POROSIDAD	33
III.2 RUTINAS	37
III.2.1 RUTINA MYN (IDENTIFICACION DE ZONAS)	
III.2.2 RUTINA MYB (ALGORITMO PARA COMPARACION DE ZONAS).	

III.3	ANALISIS DE ZONAS	46
IV	APLICACION	55
IV.1	ANALISIS DE POROSIDAD SECUNDARIA	
V	CONCLUSION	66
	BIBLIOGRAFIA	69

I N T R O D U C C I O N

Dentro de la era del procesado de Registros Geofísicos (1970 a la fecha), las compañías de servicio analistas de pozos han dedicado gran parte de su tiempo a estudiar técnicas y algoritmos, capaces de obtener cuantitativamente porcentajes volumétricos de los minerales más representativos de las rocas y obtener el valor más exacto de la porosidad, con el propósito de proporcionar al geólogo mayor información.

Los cálculos requeridos en un procesado de Registros Geofísicos, los pueden realizar las computadoras rápida y eficientemente en comparación con los cálculos empíricos que se realizan manualmente que son lentos y pobres de exactitud. Existen diversas técnicas desde las que utilizan un registro de porosidad (Wyllie Etal 1965, Gregory 1977, Fertl 1981) y las que ocupan más de dos registros (Schlumberger 1974, Doveton y Cable 1980, Fertl 1981). Todas estas técnicas proporcionan una información muy valiosa cuando ésta es correlacionable con la información geológica del pozo.

El cálculo del volumen de minerales y porosidad basicamente requiere de dos o tres registros para obtener mayor cantidad de volúmenes de minerales. La calidad de los resultados dependerá, como ya se mencionó de la geología del pozo y del número de parámetros por analizar.

Las aplicaciones con fines litológicos que se pueden obtener del procesamiento de la información son:

- * Análisis Estratigráfico.
- * Análisis de Litología Compleja.
- * Análisis de Litología Arcillosa.
- * Identificación y evaluación de depósitos minerales (Sulfuros, potasio, carbón y minerales metálicos).

Dependiendo del objetivo establecido se plantearán y resolverán los sistemas mineralógicos.

I GENERALIDADES

I.1 ANTECEDENTES

Llamese perforación de pozos al conjunto de trabajos para realizar excavaciones de sección redonda en las rocas. Estos se efectúan por medio técnicos especiales, sin acceso del hombre a dichas excavaciones.

La perforación de pozos, ya sea con propósitos petroleros, geológicos ó mineros, es un medio muy eficiente para conocer las características de las rocas que son atravesadas por el agujero. La obtención de la información presenta problemas, desde la misma perforación, obtención de las muestras perforadas (núcleos ó muestras de canal), hasta aspectos de tipo económico. La información que presentan los núcleos es muy valiosa si estos se recuperan al 100 %. Por otra parte las muestras de canal presentan el inconveniente de que las partículas recuperadas están contaminadas por otros fragmentos de roca, debido a que las muestras se transportan entre la tubería y la pared del agujero. La técnica que obtiene información continua, son los registros geofísicos de pozos.

La profundidad de los pozos de sondeo varían dentro de extensos límites: desde unos cuantos metros hasta varios miles de metros. La profundidad de los pozos para obtener petróleo y gas han alcanzado 9,550 m. Con el objeto de estudiar horizontes profundos de la corteza terrestre y descubrir el manto superior de la tierra se han proyectado a profundidades de 15 km.

I.2 PRINCIPIO DE OPERACION

La perforación de pozos se puede realizar desde la superficie ya sea en tierra, mar, lagos ó lagunas. Por lo que todo pozo debe de tener un punto de referencia con respecto al subsuelo.

Coordenadas del centro del pozo

Dirección del pozo

Angulo de inclinación del pozo

Azimut del pozo

Profundidad

Según la aplicación del pozo puede ser considerado como de:

Exploración Geológica

Explotación

Los pozos de exploración geológica, se excavan para estudiar los yacimientos minerales, para analizar la estructura geológica de la región. Se subdividen según su aplicación en las siguientes ramas:

Artesianos, Hidrogeológicos, Estructurales, Ingeniero-Geológico y Paramétricos.

Un pozo Paramétrico se perfora con el fin de medir los parámetros de propiedades geofísicas de las rocas y la temperatura en condiciones de estratificación natural.

El registro geofísico es la representación digital ó analógica

de una propiedad física que se mide contra la profundidad. La obtención de la información es almacenada en cintas magnéticas ó películas fotográficas instaladas en la unidad móvil operación.

Existe una gran variedad de registros

Resistividad Profunda

Eléctrico

Eléctrico enfocado

Doble Eléctrico enfocado

Inducción

Doble Inducción

Resistividad Somera

Micro-Eléctrico

Micro-Enfocado

Proximidad

Micro enfocado esférico

Porosidad

Sónico

Compensado

Espaciamiento largo

Neutrón

Convencional

Lateral

Compensado

Doble porosidad compensado

Densidad

Compensado

Litodensidad

Temperatura

Echado

Desviación

El principio de operación en los Registros Geofísicos se puede dividir en dos grandes grupos:

- Aquellos que registran propiedades físicas naturales.

- Aquellos que inducen una cierta señal através de la formación.

De estos, los que son más útiles para los fines de este trabajo son el Registro de Rayos Gamma Naturales, Registro Densidad, Registro de Neutrones y Registro Acústico de Porosidad.

I.2.1 REGISTRO 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 que contienen elementos pesados. Es el resultado de la radiactividad producida por el Potasio 40 y el decaimiento de los productos de las series de Uranio y Thorio.

En rocas sedimentarias de tipo arcilloso la radiactividad es más alta, es por eso que la herramienta se ocupa entre otras cosas para indicar zonas arcillosas o bien para marcar zonas limpias. Las arenas, calizas, dolomias y anhidrita tiene poca radiactividad.

Con los datos del registro se puede obtener un indicador efectivo del contenido de arcilla a partir de la expresión

$$V_{sh} = \frac{GR - GR_s}{GR_{sh} - GR_s}$$

donde V_{sh} es el volumen de arcilla, GR es la radiactividad de la zona a estudiar, GR_s es la radiactividad de la arena o zona limpia y GR_{sh} la radiactividad de la zona arcillosa.

Registro Densidad: Mide la densidad volumétrica de la formación a partir de la detección de rayos gamma producidos por efecto Compton. Con este registro se puede obtener la porosidad a partir de la relación

$$\phi = \frac{P_{ma} - P_b}{P_{ma} - P_f}$$

ϕ Es la porosidad

P_{ma} Densidad de la Matriz, donde $\phi = 0$

P_f Densidad del fluido (1.1 ó 1.0) gr/cc

P_b Densidad de la zona de interés.

Este registro da un valor muy exacto de la porosidad efectiva en arenas arcillosas. En combinación con otros registros, puede dar información de la litología, saturación del fluido, contenido de lutita, gas. Las limitaciones que tiene este registro es en zonas de carbonatos.

Registro de Neutrones: Tiene una fuente de un detector, es un sistema que va pegado a la pared del pozo. El receptor mide la radiactividad emitida por neutrones que están a un nivel de energía termal (0.25 ev), tiene un sistema que compensa la medición por rugosidad y diámetro de agujero.

Los detectores miden el flujo de neutrones a un nivel de energía particular. De acuerdo con esto, miden cuánta energía de los neutrones a disminuido a partir de la fuente. La alta energía de los neutrones disminuye por la colisión de éstos con los núcleos 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.

Registro acústico de porosidad: Con el uso de varios transmisores y receptores, el registro Sónico mide el tiempo mínimo que tarda un pulso acústico en viajar através de la roca. A partir de este registro Wyllie (1956), llegó a una expresión en forma empírica que relaciona el tiempo de tránsito con la porosidad.

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

ϕ Porosidad

Δt_{ma} Tiempo de tránsito de la matriz,

donde $\phi = 0$

Δt_f Tiempo de tránsito del fluido. $\mu\text{seg}/\text{pie}$

Δt Tiempo de tránsito de la zona de interés.

Es una herramienta muy efectiva en formaciones consolidadas y

compactas. Donde el tiempo de tránsito en rocas no consolidadas es influenciado por los fluidos de la formación y por la arcillosidad.

En esta situación hay que multiplicar la ecuación anterior por un factor de compactación ($100 / \Delta t_{sh}$), donde Δt_{sh} es el tiempo de tránsito de la lutita.

I.3 FACTORES IMPORTANTES EN LA RESPUESTA DE UN REGISTRO.

La cantidad de datos que se obtienen del estudio de un pozo hace que el análisis manual se convierta en un proceso complejo y tedioso.

El uso de una computadora es considerado como indispensable en la evaluación de:

Porosidad

Índice de Saturación

Mineralogía

Estructuras geológicas

Etc.

Hay varias formas de evaluar la porosidad y la litología, dependiendo principalmente de la exactitud que se requiera. La forma básica, consiste en la comparación de datos mineralógicos con una respuesta del registro. El presente estudio considera la combinación de tres registros, que al complementarse con los parámetros del pozo y con la geología, se obtienen buenos resultados.

La combinación
DENSIDAD/SONICO/NEUTRON

SE COMPLEMENTA

Rf, Rmf, Rw, GR, BHT, SP Salinidad del agua de la formación, Temperatura, Tipo de matriz, Tipo de fluido Geología, Porosidad, Índice de saturación, Vol. de mineral.

Antes de manipular la información, se debe analizar detenidamente la información de los Registros (Potencial Natural, Rayos Gamma Naturales y Calibración de agujero) con el fin de calibrar y corregir la información

con el objeto de tener una idea la litología. Todo trabajo en Geofísica tiene la restricción de ser complementado con la información geológica, en este caso de la geología obtenida de la perforación del pozo, de lo contrario no tendría sentido físico el estudio.

La información que se obtiene de la herramienta esta influenciada por:

Litología

Porosidad

Geometría de la herramienta

Uso de herramienta inadecuada

Contenido de fluidos

Falta de información por parte de las compañías de servicio, respecto a la forma como operan sus instrumentos.

Las aplicaciones más importantes de los Registros Geofísicos de Pozos que se pueden obtener :

- * Correlación y límites entre capas.
- * Diferenciación entre rocas duras y blandas.
- * Determinación entre contactos agua-hidrocarburos.
- * Determinación cuantitativa de porosidad e índice de saturación.
- * Determinación de litología.
- * Determinación de porosidad secundaria.
- * Determinación de volumen de arcilla.

- * Localización de minerales metálicos y no metálicos.
- * Análisis de permeabilidad.
- * Delineamiento de características estructurales y sedimentareas.

I.4 PROPIEDADES BASICAS

Se consideran propiedades básicas (Porosidad, Índice de Saturación, Permeabilidad), en el escrito, debido a la gran importancia del procesado de datos en los Registros Geofísicos y sobre todo en la explotación de hidrocarburos, donde estaría su principal aplicación.

Las propiedades de las rocas dependen del origen, procesos geológicos transcurridos y medio ambiente en su largo tiempo de existencia.

I.4.1 POROSIDAD.

La porosidad de una roca, es considerada como el volumen de espacios que contienen algún fluido, cavernas y microgrietas, que contiene ésta. Se expresa en fracciones de la unidad o en porcentaje del volumen total de la roca.

Se define como:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad \begin{array}{l} \text{Volumen de poros} \\ \text{Volumen total} \end{array}$$

Se consideran restricciones importantes para cuantificarla:

Porosidad	=	Porosidad	+	Volumen de poros
Total		Efectiva		no comunicados

$$\text{Porosidad Efectiva} = \frac{V_{pc}}{V_t} \quad \begin{array}{l} \text{Volumen de poros comunicados} \\ \text{Volumen Total} \end{array}$$

I.4.2 INDICE DE SATURACION

Es la relación de volumen de fluidos entre el volumen de poros:

$$\begin{array}{l} \text{Indice de Saturación} \\ \text{del agua} \end{array} \quad S_w = \frac{V_w}{V_p}$$

$$\begin{array}{l} \text{Indice de Saturación} \\ \text{de hidrocarburos} \end{array} \quad S_o = \frac{V_{hc}}{V_p}$$

$$\text{Donde} \quad S_o = 1 - S_w$$

V_p = Volumen de poros

V_{hc} = Volumen de hidrocarburos

I.4.3 PERMEABILIDAD

Es una propiedad del medio poroso que es capaz de transmitir fluidos.

La permeabilidad de una roca está afectada por el tamaño, el número y distribución de poros por la que se transporta el fluido.

En general la permeabilidad aumenta con la porosidad; esto no sucede siempre ya que en muchos casos el tamaño del grano disminuye mientras que la porosidad sigue siendo la misma.

I.5 GRAFICAS CRUZADAS.

Las gráficas cruzadas se establecen por la combinación de dos registros de porosidad, (Sónico - Neutrón, Sónico - Densidad, Neutrón - Densidad) y son considerados como procedimientos de análisis óptimos.

La técnica se apoya en una solución simultánea de ecuaciones para un par de minerales específicos. La solución de la gráfica cruzada, relaciona un par de minerales (arena-caliza, caliza-dolomita), donde se considera que el trabajo es de Pseudo - Minerales.

La aplicación del método requiere de un algoritmo simple pero completo, para implementarlo en la computadora y que la solución se realice rápidamente. Los parámetros de la roca asociados con los pseudominerales son completamente arbitrarios y los coeficientes (Neutrón - Densidad y tiempo de tránsito) son fundamentales.

$$\phi_x = \frac{\phi_{dA} \cdot \phi_n - \phi_d \cdot \phi_{nA}}{\phi_{dA} - \phi_{nA}}$$

$$\phi_x = \frac{\phi_{sA} \cdot \phi_n - \phi_s \cdot \phi_{nA}}{\phi_{sA} - \phi_{nA}}$$

DENSIDAD - NEUTRO COMPENSADO

SONICO - NEUTRON COMPENSADO

ϕ_x : POROSIDAD GRAFICA CRUZADA

ϕ_{nA} : POROSIDAD NEUTRON PSEUDO - MINERAL

ϕ_{dA} : POROSIDAD DENSIDAD APARENTE

ϕ_{sA} : POROSIDAD SONICO APARENTE.

I.6

GRAFICA M-N

Es la representación de la combinación de tres parámetros físicos, para la obtención de mineralogía.

Los ejes cartesianos son cuantificados por las variables M y N que se definen como:

DENSIDAD - SONICO

$$M = \frac{\Delta t_f - \Delta t}{\rho_b - \rho_f} \times 0.1$$

NEUTRON - DENSIDAD

$$N = \frac{\phi_{nf} - \phi_n}{\rho_b - \rho_f}$$

Una vez evaluados los parámetros M y N, se pueden formar triángulos con diferencia mineralogía ya establecida. Se trata de hacer una relación de pozos en un sistema de ecuaciones con respecto a la porosidad y volumen de minerales en la zona.

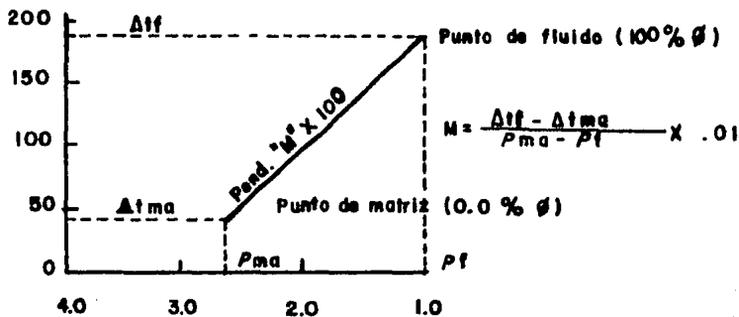
$$t = V_1 \Delta t_{ma_1} + V_2 \Delta t_{ma_2} + V_3 \Delta t_{ma_3} + \phi \Delta t_f$$

$$\phi = V_1 \phi_{Nma_1} + V_2 \phi_{Nma_2} + V_3 \phi_{Nma_3} + \phi \cdot \phi_{Nf}$$

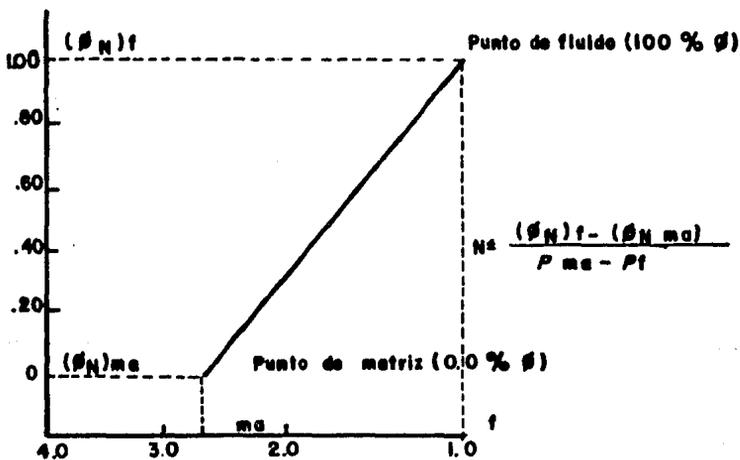
$$\rho_b = V_1 \rho_{ma_1} + V_2 \rho_{ma_2} + V_3 \rho_{ma_3} + \phi \cdot \rho_f$$

$$1 = V_1 + V_2 + V_3 + \phi$$

SONICO - DENSIDAD



NEUTRON - DENSIDAD



\emptyset = Porosidad

V = Fracción de volumen

Subíndices 1 , 2 , 3 relación de minerales en el triángulo.

Con el método gráfico M - N se plantea el estudio de:

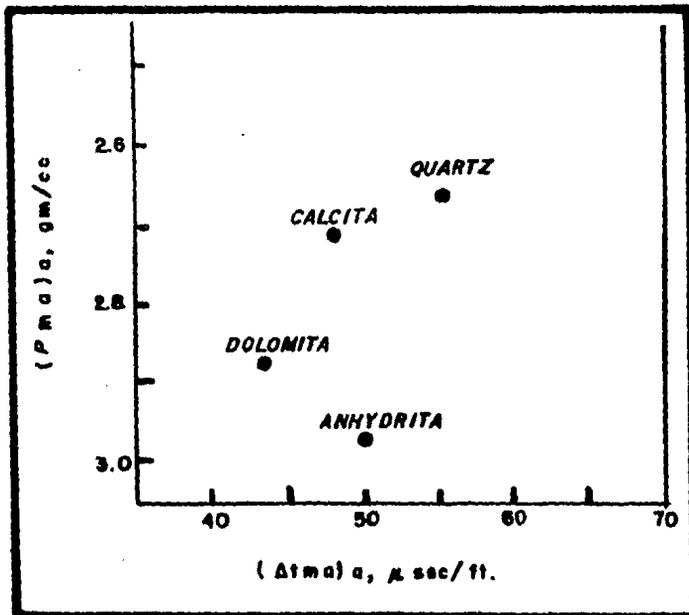
- * Comportamiento de arcilla.
- * Análisis de porosidad secundaria.
- * Ajuste en la resolución del sistema de ecs. para valores negativos.
- * Agrupamiento en la acumulación de puntos sobre alguna zona de interés.

1.7 Identificación de minerales (MID - PLOT)

El análisis mineralógico es dado por las variables:

(P_m)_a; Densidad aparente de la matriz.

(Δt_m)_a; Tiempo de tránsito aparente de la matriz.



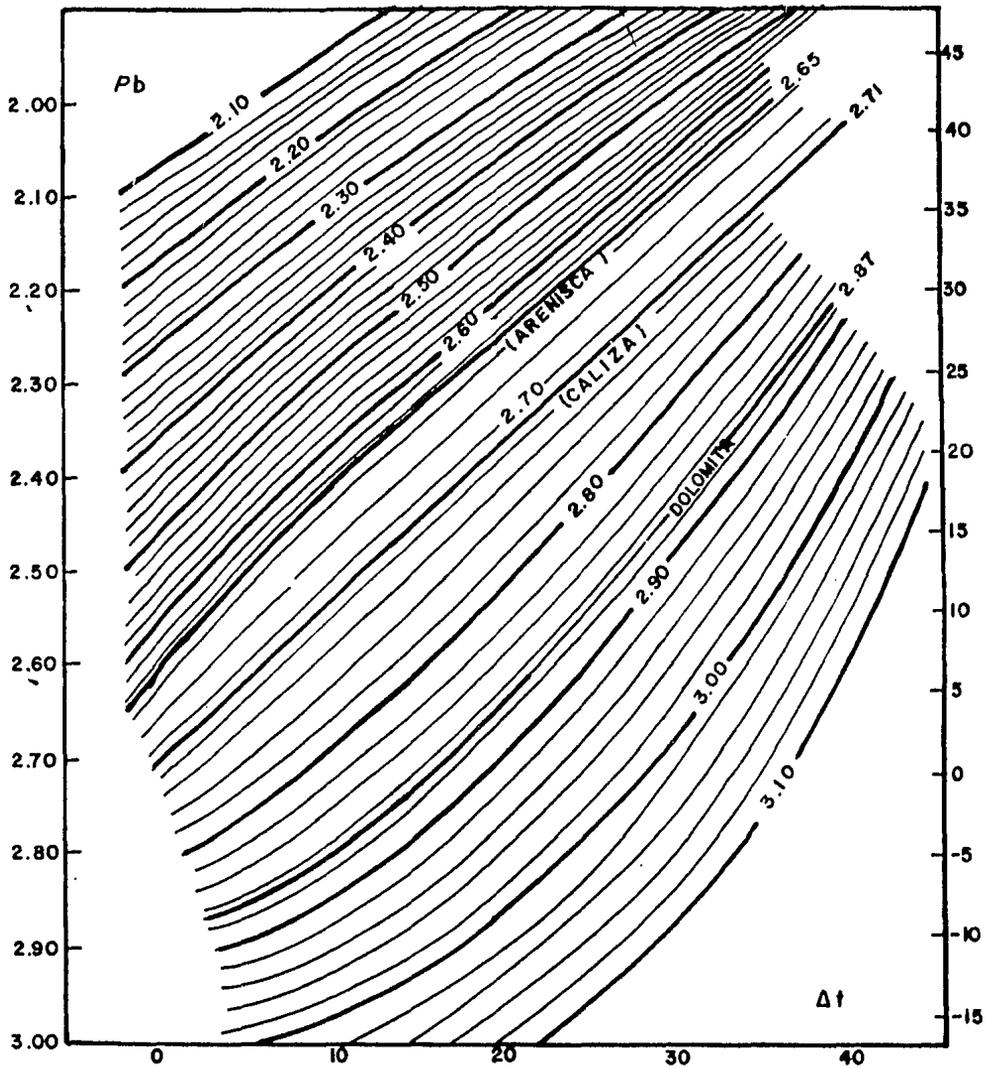
La mineralogía aparente puede considerarse como una buena representación, en la comparación que se hace con la litología verdadera con excepción de la sal.

El método consiste en la identificación de zonas, por medio de minerales establecidos por las variables (P_{ma}) a y (Δt_{ma}) a. Donde se definen como:

$$(P_{ma})_a = \frac{P_b - \phi \cdot P_f}{1 - \phi_x}$$

$$(\Delta t_{ma})_a = \frac{\Delta t - \phi \cdot \Delta t_f}{1 - \phi_x}$$

- (P_f) : Densidad del fluido
- (Δt_f) : Tiempo de tránsito del fluido
- ϕ_x : Porosidad por gráfica cruzada
- Δt : Tiempo de tránsito en la zona
- P_b : Densidad de la zona.



Identificación gráfica de (P_{ma}) a.

II OBTENCION DE LA INFORMACION

II. OBTENCION DE LA INFORMACION.

En un registro geofísico, el sistema de medición parte de un emisor (Eléctrodo, bobina, emisor de radiactividad de neutrones, emisor de ondas acústicas etc). que envían una señal hacia la formación. Uno ó varios receptores miden la respuesta de la formación a cierta distancia del emisor. El sistema emisor - receptor es conocido con el nombre de Sonda, el cual esta constituido por un cilindro metálico y en su parte interna por una serie de circuitos electrónicos.

Las sondas son las que realizan las mediciones; clasificándose de acuerdo a la forma de obtención de la información, es decir, en aquellos que se obtienen de manera natural y aquellos que requieren estimular el medio. El primer grupo está constituido por un receptor, el segundo grupo requiere de un emisor apropiado para excitar al medio, así como de un receptor que reciba la señal transmitida por la formación, cuyo espesor es próxima el espaciamiento (Fuente - Receptor).

Cuando el sistema de medición consta de dos receptores la diferencia entre las señales recibidas, es una medida de un tramo de formación sobre una distancia. La resolución vertical es aproximadamente el espaciamiento entre los receptores.

De acuerdo a lo anterior, los registros son los valores integrados sobre un volumen de formación cuyas dimensiones y forma va a desprenderse de la Geometría de la herramienta y Naturaleza de la lectura

II.1 DIGITIZACION

El digitizar un registro es convertir la información analógica del registro a números, para que una computadora los maneje bajo un sistema de operación. La lista de valores numéricos se almacena en alguna unidad de memoria.

El digitizador más común, usa una curva seguidora sobre un escritorio grande que parece un tablero, cuando se delinea la curva del registro el movimiento de la aguja convierte automáticamente la información a números relacionados con los ejes x / y . La referencia del sistema utilizado depende de la propiedad física que se analice y de la profundidad.

Otro digitizador, es el Scanner automático, que consiste de un tipo de integrador en la curva del registro, que ha sido trazado en un pedazo de papel y convierte estas pulsaciones en dígitos. Se complementa el Scanner automático al grabar todo el registro.

La técnica de digitización más reciente, es la que se obtiene en la misma corrida. Esta cuenta con cintas magnéticas con siete carriles, que permite hacer un estudio del pozo más completo. siendo este el más actual.

La técnica cuenta con unidades móviles debidamente equipadas para desarrollar un trabajo óptimo y entregar inmediatamente al cliente el trabajo terminado.

Los digitizadores de campo, usan cassettes de cintas magnéticas, en los cuales la industria ha determinado un formato estandar para facilitar la lectura, pero la mayoría de las compañías de servicios usan sus propios formatos y transforman los datos en cualquier formato requerido por la industria.

II.2 REPRESENTACION DE LOS REGISTROS

El instituto Americano del Petroleo estandarizó la representación usada por todas las compañías de registros. Consiste de un carril izquierdo (carril 1) de 6.4 cm., carril de profundidad de 1.9 cm. y dos carriles de 6.4 cm.

El carril 1 se escala linealmente con divisiones grandes. Los carriles 2 y 3 pueden ser lineales, logarítmicas ó una relación de ambas.

El encabezado del registro contiene toda la información acerca del pozo y operación.

Con el fin de reforzar las gráficas que contienen el informe se presentan los resultados numéricos de los cálculos, cada 25 cm. de pozo. Esto permite la revisión y estudio a detalle de cualquiera de los parámetros a lo largo del tramo. El registro presenta una identificación completa en el encabezado, con el fin de facilitar la interpretación.

Nombre del Pozo

Compañía de servicio

Tamaño del agujero

Datos del lodo

Equipo usado

Temperatura superficial

Calibración.

III **PROCESADO**

Actualmente, en cualquier ramo de la Ingeniería Geofísica se cuenta con material SOFTWARE de alta calidad, para determinar objetivos relacionados con la industria petrolera.

El procesado se refiere a todo un tratamiento que se le da a la información, con el fin de llegar a una buena interpretación. El uso de la computadora en los Registros Geofísicos de pozos, ha logrado un gran paso en la determinación de parámetros, que apoyan en una forma especial a la interpretación. El procesado se divide en dos etapas:

Procesado de Campo

Procesado de Gabinete

Procesado de campo: Consiste en la selección de la información, por medio de la variación de parámetros tales como:

Resistividad del agua (RW)

Selección de una escala apropiada.

Selección del tipo de matriz.

De esta forma se almacena la mejor información para aplicarle un análisis más sofisticado. El procesado de campo cuenta con las siguientes ventajas:

Claridad de la información.

Selección de la información.

Pre-interpretación.

Rapidez de análisis.

El equipo va montado en un vehículo, instalado con las condiciones necesarias para que el medio ambiente no altere tanto al equipo como a la información obtenida del pozo analizado.

Procesado de gabinete:

Se realiza un Pre - interpretación al considerar las correcciones por:

- * Diámetro de Agujero
- * Lodo de Perforación
- * Temperatura
- * Espesor de la capa.

Una vez corregida la información se combinan las diferentes propiedades Físicas en una superposición por gráficas cruzadas.

Se realiza una segunda Pre - interpretación, para cuantificar los parámetros que sean de interés y poder hacer una simulación de mineralogía.

Cuando se han identificado las zonas de interés, se procede a un análisis de litología compleja en la prospección de algún mineral.

- * Análisis de Arcilla.
- * Análisis de Porosidad.
- * Análisis de Sulfuros etc.

La interpretación es agrupada y comparada con la información Litológica (núcleos) del pozo, con el fin de concluir con respecto al objetivo planteado.

III.1 PROGRAMA DE LITO-POROSIDAD.

El programa se compone de una serie de rutinas, que al relacionarse, permiten cuantificar mineralógicamente un conjunto de datos e interpretar un Registro Geofísico de pozo.

Variables y arreglos del programa

N	:	Número de puntos por analizar
XPROF	:	Profundidad
XN	:	Porosidad Neutrón
RORE	:	Densidad de Total
XT	:	Tiempo de tránsito
RG	:	Rayos Gamma Naturales
RT	:	Resistividad por registro de inducción
RW	:	Resistividad del agua
POROND	:	Porosidad por gráfica cruzada Neutrón/Densidad
PORONS	:	Porosidad por gráfica cruzada Neutrón/Sónico
POROTO	:	Promedio de porosidad

$$AM = \frac{189 - XT(I)}{RORE(I) - RF} \cdot 0.01$$

DONDE: RF; Densidad del fluido.

$$AN = \frac{1 - XN(I)}{RORE(I) - RF}$$

Entrada y salida de información en el programa de Lito-porosidad:

Lectura de datos

Tarjeta 1 N (Formato libre)

Tarjeta 2 XPROF, XN, RORE, XT, RG, RT (Formato libre)

Impresión

*
1 move XPROF, XN, RORE, XT, RG, RT.

2 move XPROF, RW, POROND, PORONS, POROTO.

3 move XPROF, AM, AN.

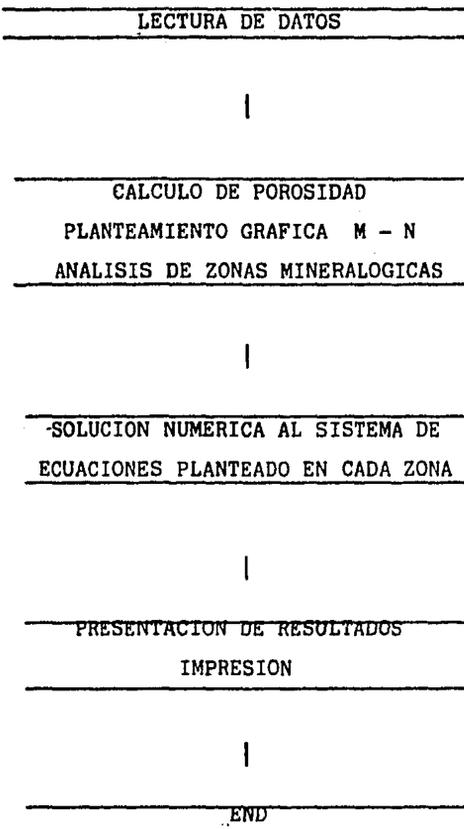
4 move Gráfica PROF-PORONS.

5 move Gráfica AM - AN

Asignación de información en zonas establecidas

Frecuencia de puntos.

* Move: Control del carro en la impresora.



ANALISIS DE LA INFORMACION

- * REDUCCION DEL SISTEMA DE ECUACIONES.
- * INCREMENTO DE VARIABLE Y NUM. DE ECUACIONES.
- * ELECCION DE PUNTOS DE INTERES PARA SIMULAR LA PRESENCIA DE PSEUDOMINERALES.
- * COMPARACION DE POROSIDADES.
POROSIDAD (CRISSPLOT) VS POROSIDAD (SISTEMAS DE ECS.)

MINERAL	COEFICIENTE DE LA MATRIZ			LOBO' SALADO		LOBO DULCE	
	Δf_{ma}	ρ_{ma}	$(\theta_{SNP})_{ma}$	M	N	M	N
SILICE (1) ($V_{ma} = 18,000$)	55.5	2.65	-.035	.835	.669	.810	.626
SILICE (2) ($V_{ma} = 19,500$)	51.2	2.65	-.035	.862	.669	.835	.626
$CaCO_3$	47.6	2.71	0.00	.854	.621	.827	.565
DOLOMITA (1) ($\theta = 5.5\% \text{ a } 30\%$)	43.5	2.87	.035	.800	.544	.778	.513
DOLOMITA (2) ($\theta = 1.5\% \text{ a } 5.5\% \text{ B} < 30\%$)	43.5	2.87	.02	.800	.544	.778	.524
DOLOMITA (3) ($\theta = 0.0\% \text{ a } 1.5\%$)	43.5	2.87	.005	.800	.561	.778	.532
ANHYDRITA	50.0	2.98	0.00	.718	.532	.702	.505
YESO	52.0	2.35	0.49	1.060	.408	1.015	.378
SAL	67.0	2.05	0.04	1.240	1.010	1.16	.914

III.2.1 RUTINA M Y N. (Identificación de zonas)

Contiene el algoritmo que se identifica con las zonas mineralógicas, que son propuestas por el método gráfico (M - N). Dependiendo de la zona que se trate, será evaluada por medio de un triángulo, que delimita el perímetro de la zona de interés. Tal evaluación consiste en poner un sistema de ecuaciones, donde sus valores son los pesos considerados por el arreglo mineralógico propuesto.

SISTEMA PLANTEADO EN CADA ZONA.

$$\Delta t m a_1 V_1 + \Delta t m a_2 V_2 + \dots + \Delta t m a_n V_n = \Delta t$$

$$P_1 V_1 + P_2 V_2 + \dots + P_n V_n = P_b$$

$$\phi N_1 V_1 + \phi N_2 V_2 + \dots + \phi N_n V_n = \phi n$$

$$V_1 + V_2 + \dots + V_n = 1$$

DONDE:

V_1 , V_2 V_n Volúmenes Respetivos de los minerales.

1 , 2 n Densidad de la matriz de cada mineral.

El principio de la detección se basa en la lectura del registro sónico, mientras que los perfiles radiactivos, densidad y neutrón, responden a la porosidad total.

- * RELACION DE GRAFICAS SIMULADAS POR EL PROGRAMA
CON LA INFORMACION PRE-INTERPRETADA POR LOS PASOS
ANTERIORES.

Una vez identificada la secuencia general del programa de litología,
es conveniente analizar cada rutina del programa, con el objeto de imple-
mentarlo en cualquier trabajo de interés.

DIAGRAMA DE FLUJO

PROGRAMA FUENTE

RUTINA M Y N
IDENTIFICACION ZONAS

RUTINA PLOTY
RUTINA GRAFIC.

RUTINA M Y B
CALCULO DE RECTAS
PARA COMPRAR ZONAS.

RUTINAS
DE ETIQUETADO EN
LOS SISTEMAS PLAN
TEADOS EN CADA ZO
NA.

RUTINA S L E
SOLUCION A LOS SIS
TEMAS DE ECUACIO-
NES.

END.

$\Delta t m a_1$, $\Delta t m a_2$ $m a_n$ Respuesta acústica
de la matriz de cada
uno de los minerales.

ϕn_1 , ϕn_2 Respuesta neutrónica a los
minerales.

Este método se utiliza también para detectar la presencia de azufre en evaporitas o evaluar formaciones salinas que contienen sales de potasio.

III.2.2 RUTINA M Y B (Cálculo de rectas para comparar zonas).

El análisis de las zonas requiere una comparación de puntos evaluados sobre alguna recta de interés, que posteriormente se comparará contra la variable (M) ya definida. Las rectas son planteadas por dos puntos de acuerdo al principio fundamental de la pendiente.

$$m = \frac{Y_2 - Y_1}{X_2 - X_1}$$

Donde la ecuación de la recta se define como:

$$(Y) = (X) \cdot m + b$$

m; Pendiente de la recta
(Y); ordenada (X); abscisa
b; ordenada al origen

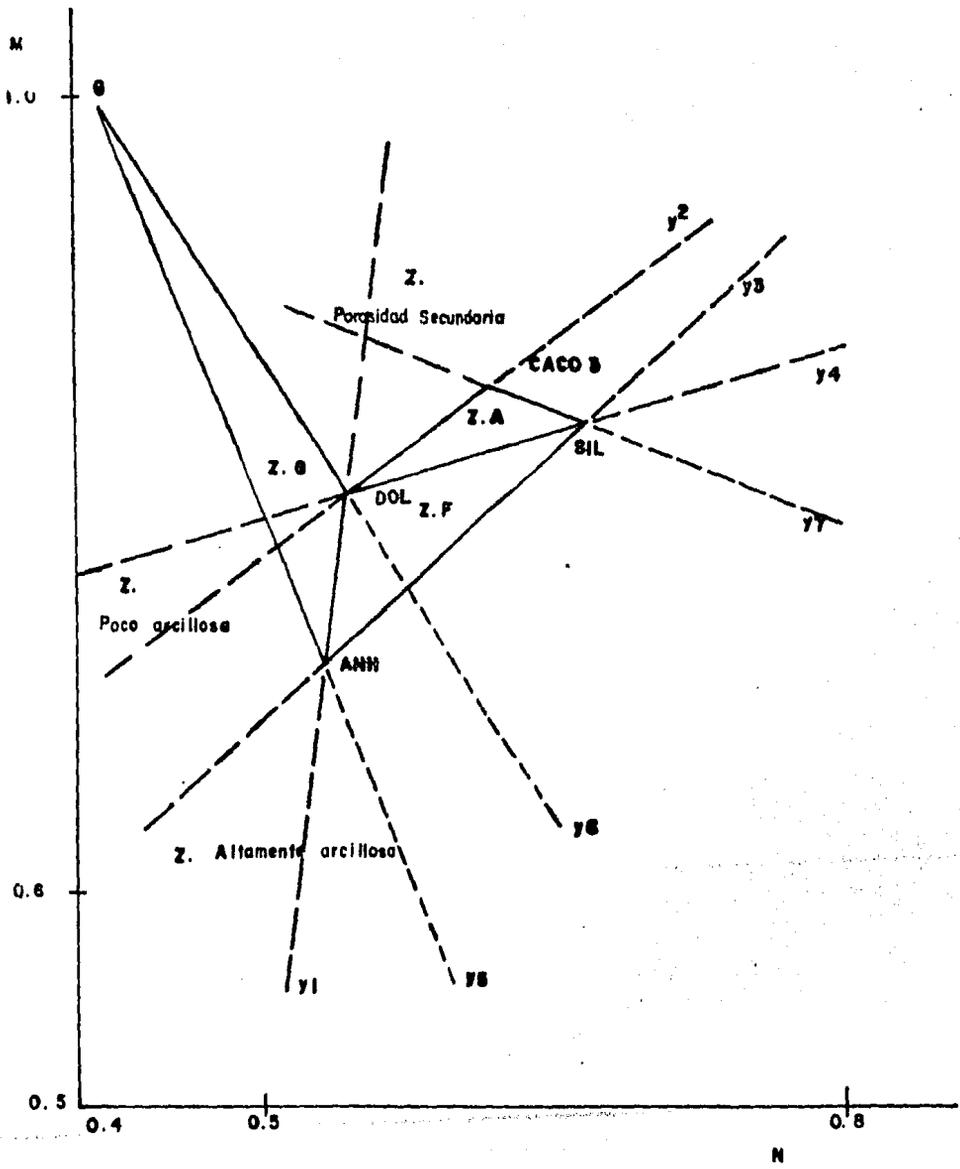
Al evaluar las pendientes y ordenadas al origen de todas las rectas propuestas, se transmiten a la rutina " MYN ", donde finalmente son comparadas, etiquetadas y analizadas.

		MINERAL	COMPOSICION	REG. DENSIDAD	$\Delta\rho$	β N (GNT)	γ RAY DEFLECCION API $d = 5^m$	K ₂ O %
EVAPORITAS	NO RADIOACTIVA	Halita		2.032	67	0	0	0
		Anhidrita		2.977	50	0	0	0
		Yeso		2.351	52.5	49	0	0
		Trona		2.100	65	40	0	0
	RADIOACTIVA	Sylvita		1.863	74	0	-500	63.0
	Carnallita		1.570	78	65	200	17.0	
	Longbeinita		2.820	52	0	2.75	22.6	
	Polyhalita		2.790	57.5	15	180	15.5	
	Kainita		2.120	—	45	225	18.9	
MINERALES SEDIMENTARIOS	Calcita		2.710	47.5	0	0	0	
	Dolomita		2.876	43.5	4	0	0	
	Quartz		2.648	51.5	-4	0	0	
FORMACIONES SEDIMENTARIAS	Caliza		2.540	62	10	5-10	0	
	Dolomita		2.683	58	13.5	10-20	0	
	Arenisca		2.485	65.3	3	10-30	0	
	LUTITA		2.2-2.75	70 150	25-60	80-140	2-10	

X1	X2	Y1	Y2	m	b
<hr/>					
<hr/>					
$Y2 - Y1$					
<hr/>					
m	=	<hr/>			
$X2 - X1$					
<hr/>					
b	=	$Y2 - (m \cdot X2)$			
<hr/>					

RETURN: Restaurar valores calculados al programa principal.

Diagrama de flujo de la rutina que plantea el conjunto de rectas,
para identificación de las zonas.



El valor de cada mineral se agrupa de acuerdo al arreglo de puntos que se requiera modelar en los sistemas de ecuaciones. Se debe considerar que el arreglo propuesto sea real, pues al proponer alguno de estos que sea incompatible, el resultado seguramente también será incompatible. El análisis mineralógico se refiere planteamiento de figuras geométricas, sobre alguna representación gráfica ya mencionada. Una vez planteado el arreglo, se podrá generar un sistema de ecuaciones característico de cada zona, donde el interprete podrá aumentar o quitar ecuaciones y variables con el objeto de mejorar la solución del sistema de ecuaciones.

Las rutinas encargadas de proponer el etiquetado de cada zona, siguen una secuencia general excepto en los valores característicos del arreglo propuesto de cada zona.

Zonas propuestas		
	Zona	A (DOL - CaCO ₃ - SIL)
	Zona	F (DOL - ANH - SIL)
	Zona	G (GYP - ANG - DOL)
Porosidad Secundaria	Zona	B (DOL - DOL(SEC)- CaCO ₃)
P. Secundaria	Zona	E (SIL - SIL(SEC)- CaCO ₃)
P. Secundaria	Zona	D (CaCO ₃ -CaCO ₃ (SEC)- SIL)

Diagrama de flujo de la rutina que tiene como función EVALUAR los sistemas de ecuaciones propuestos en cada zona.

LLAMADA DE LA RUTINA

PARAMETROS FISICOS DEL PUNTO

Pb , ϕ_n , Δt , RG

ELABORACION DEL SISTEMA DE ECUACIONES

$$V_1 \Delta t_1 + V_2 \Delta t_2 + V_3 \Delta t_3 + \phi \cdot \Delta t = \Delta t$$

$$V_1 \phi_1 + V_2 \phi_2 + V_3 \phi_3 + \phi \cdot \phi_n = \phi_n$$

$$V_1 Pb_1 + V_2 Pb_2 + V_3 Pb_3 + \phi Pf = Pb$$

$$V_1 + V_2 + V_3 = 1$$

(Δt_i , ϕ_i , Pb_i); Son valores característicos de cada mineral, propuestos por la zona.

Resolución del sistema de Ecuaciones

GAUSS - SEIDEL

RETURN: Restaurar la información al programa principal.

III.3 ANALISIS DE ZONAS.

La identificación de minerales no presenta mayor dificultad cuando se compone de un solo mineral, ya que una propiedad física por ejemplo: P_b , permite identificar la zona cuando $P_b=2.03 \text{ gr/cm}^3$ ó con anhidrita cuando $P_b=2.97 \text{ gr/cm}^3$, cuando es representativo en un buen tramo por una línea constante.

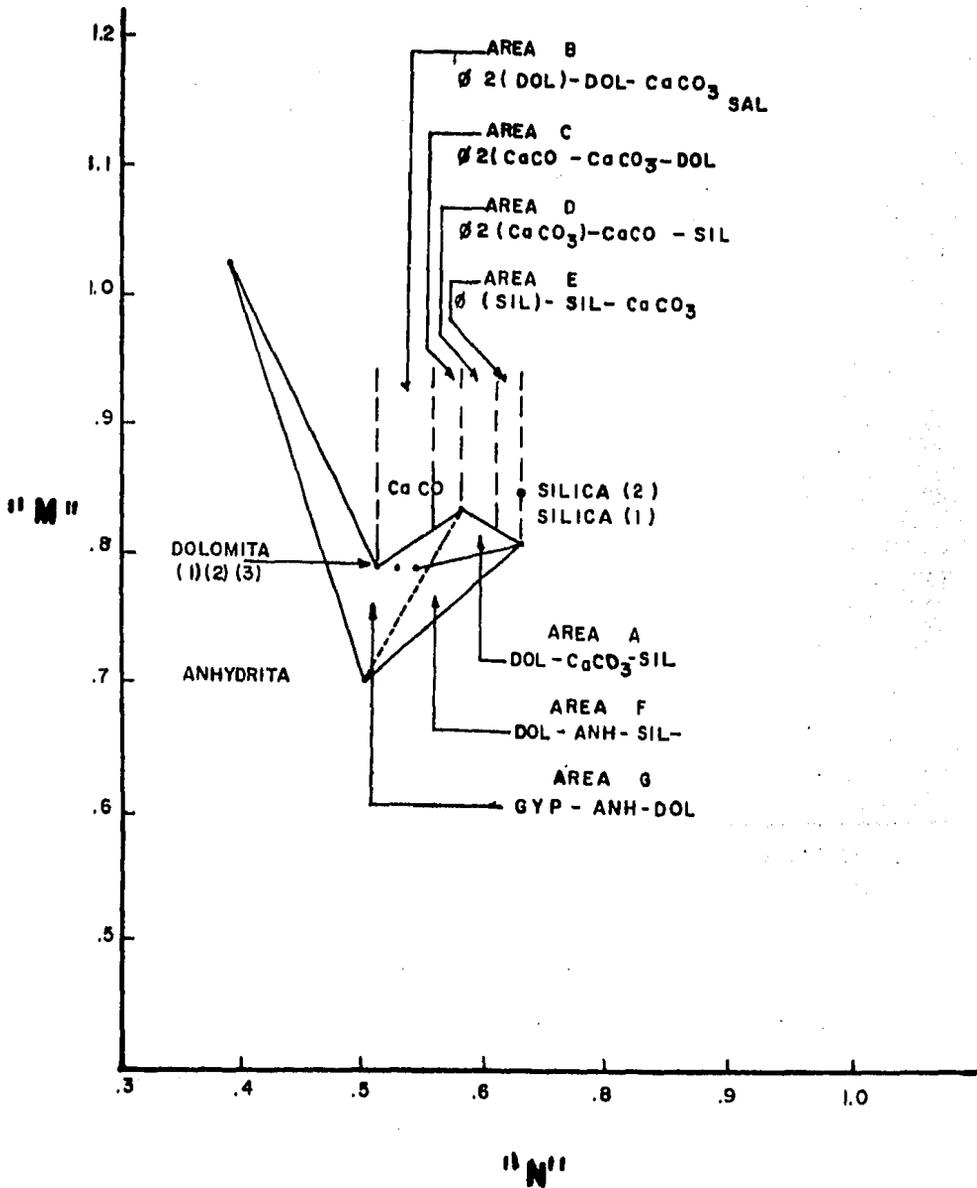
Si la roca está compuesta de dos minerales habrá que disponer de dos registros para la identificación mineralógica. Si la roca se compone de tres ó más minerales, caso frecuente en evaporitas y carbonatos, el diagrama de (M - N) permite reconocer los diversos componentes de la roca por medio de:

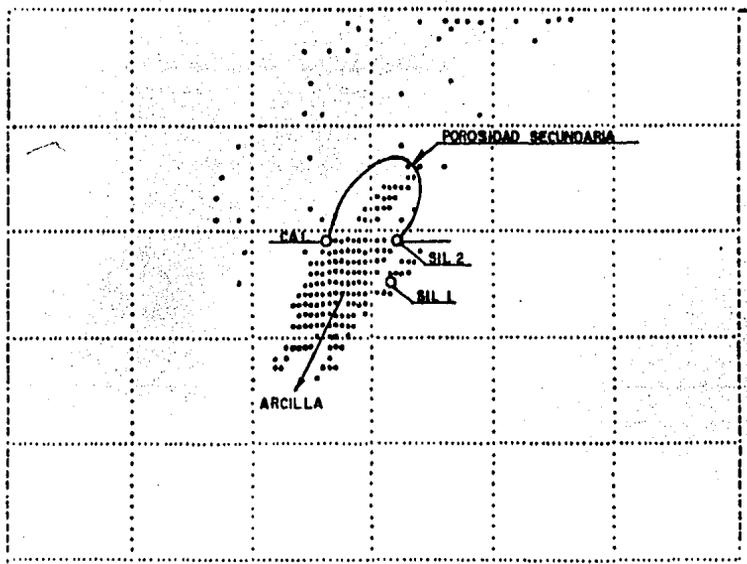
- * Selección de intervalos con características constante.
- * Elección del programa más adecuado.
- * Definir zonas de interés.
- * Evaluar las zonas por medio de los minerales que las integran y plantear un arreglo de ecuaciones.
- * Resolverlo y concluir.

El propósito de estudio en litologías complejas es ubicar la información dentro del triángulo y obtener fracciones mineralógicas representativas de la zona.

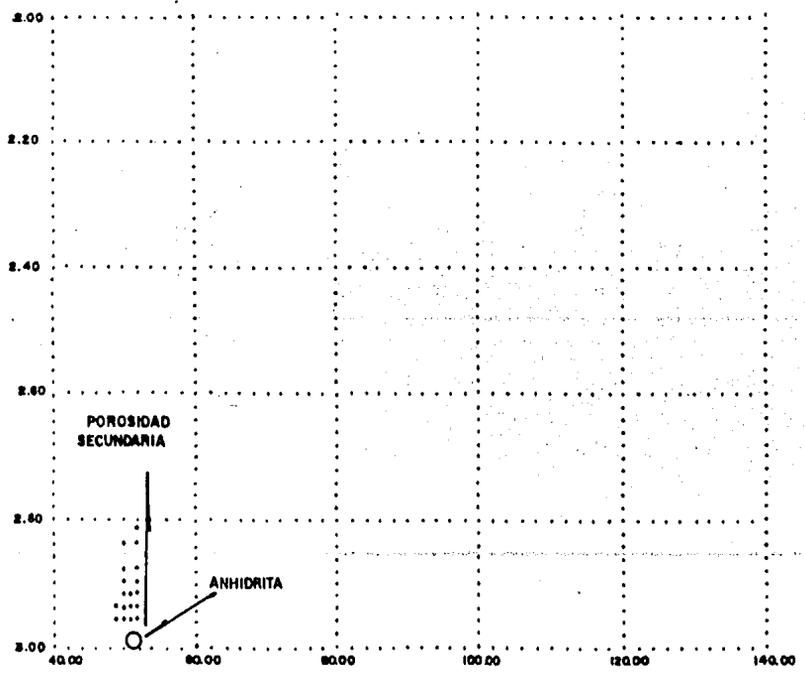
Porosidad Secundaria: La presencia de la porosidad secundaria se ubica arriba de la línea Caliza-Silice-Dolomia de la gráfica (M - N) .

GRAFICA M - N

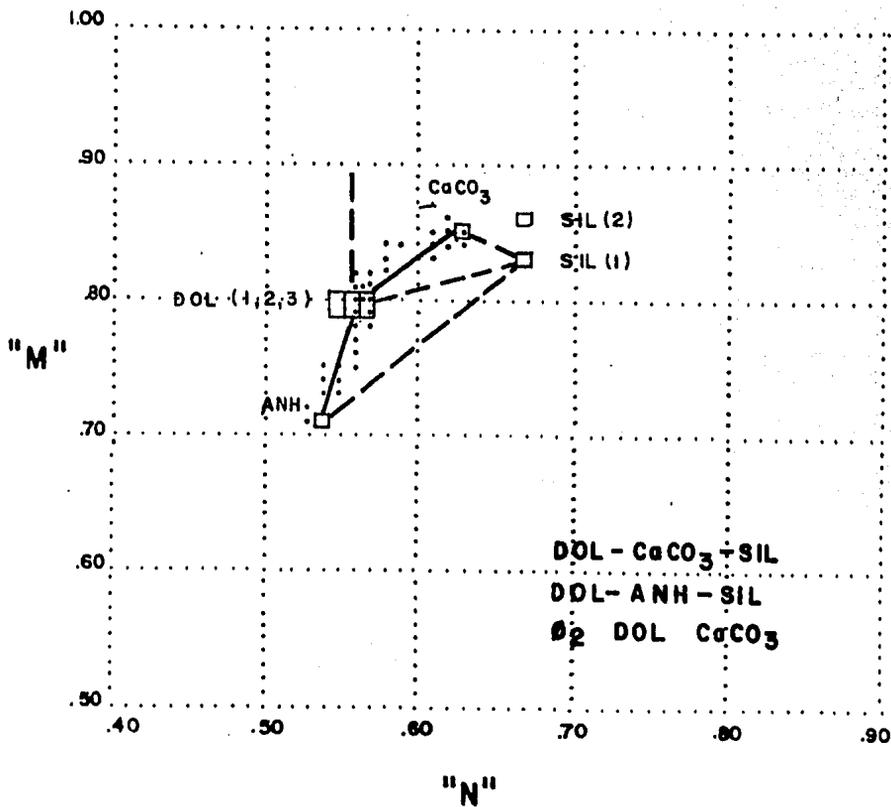




La evidencia de la porosidad secundaria es cuando (Δt) queda fijo y los valores de (Pb) disminuyen a medida que la porosidad secundaria aumenta.

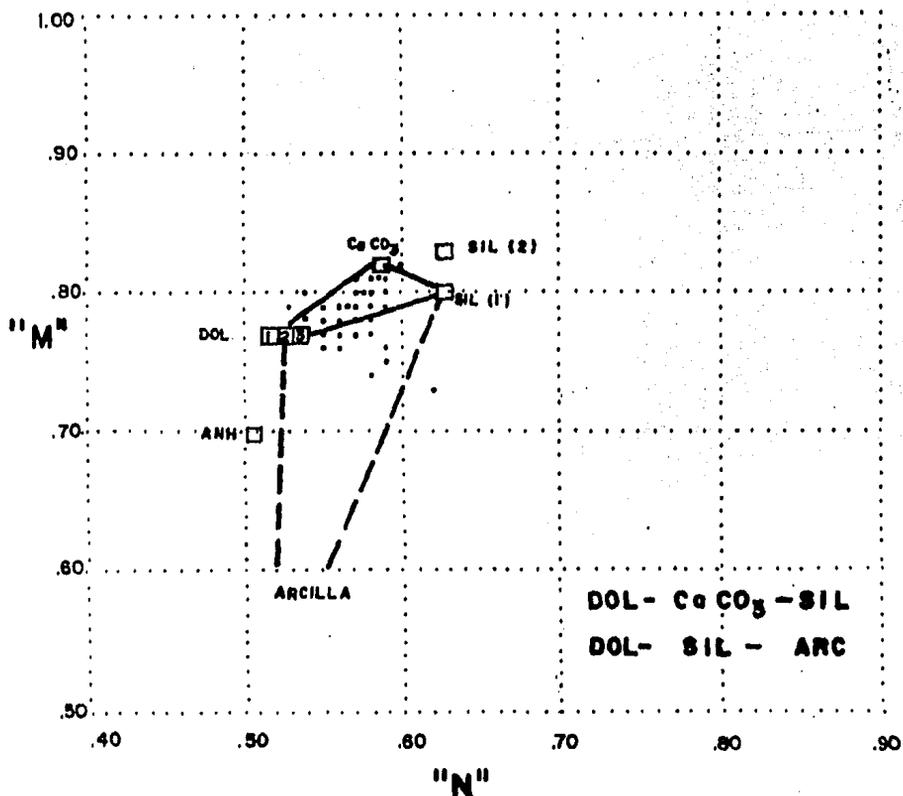


EJEMPLO ZONA "A"



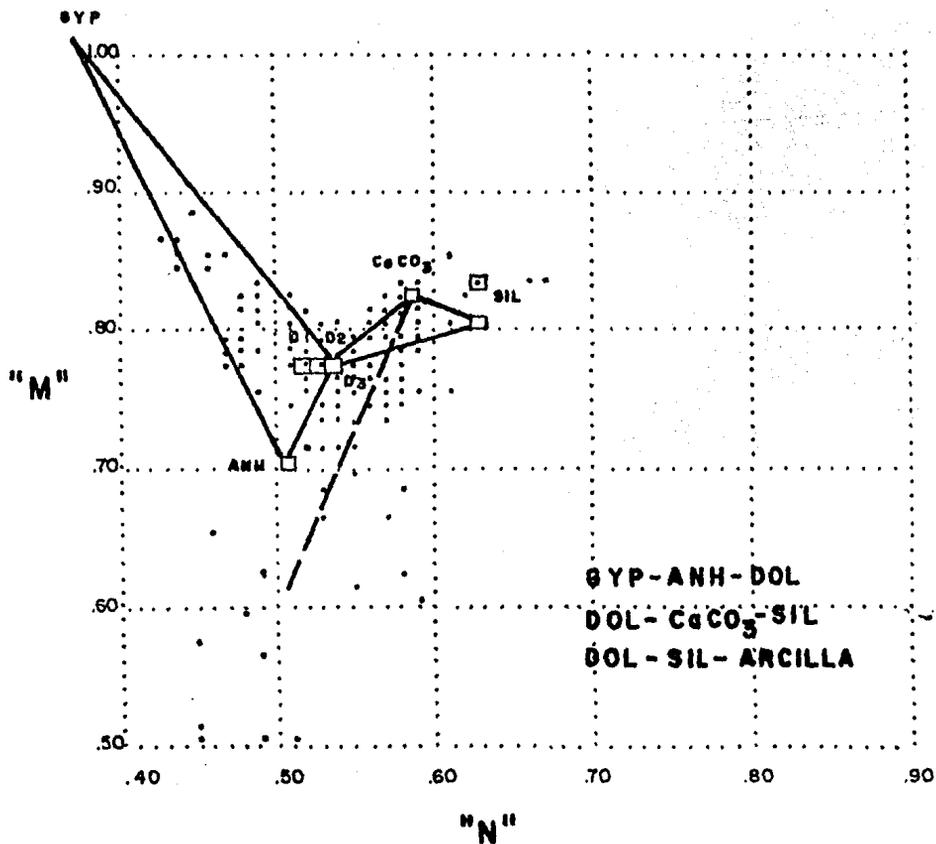
La gráfica de lito-porosidad analiza en esta zona, la composición de un agregado por dos minerales DOL-CaCO₃ y DOL-ANH. La litología más lógica indica que no hay silicato. La porosidad secundaria se localiza sobre la línea DOL-CaCO₃.

EJEMPLO ZONA "D"



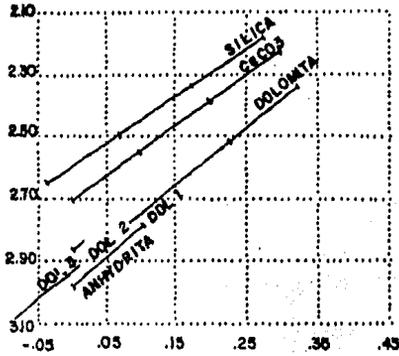
La mejor constitución en este intervalo es CaCO₃. El alto porcentaje de dolomía es considerado como importante, pero la porosidad secundaria es mínima ó en su caso nula. El triángulo primario es DOL-SIL-CaCO₃. Los puntos localizados bajo la línea DOL-SIL, pueden ser identificados como la presencia de ANH ó arcilla.

EJEMPLO ZONA "E"

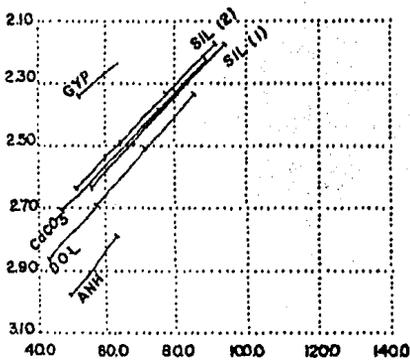


Se debe de considerar que el análisis en la zona E, la presencia de yeso y ANH siempre se presentan en una combinación química balanceada. El principio de compactación química en las rocas sedimentarias, sería la explicación a tal agregado químico formado en in-situ, por la disolución de los materiales.

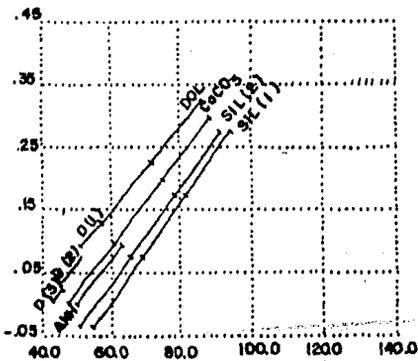
La combinación DOL-SIL-CaCO₃ es también analizada en la gráfica de litoposibilidad. Los puntos localizados bajo la línea DOL-SIL son arcilla y no asociados con ANH.



El punto DOL(2) es el mejor punto que describe al agregado DOL-ANH.

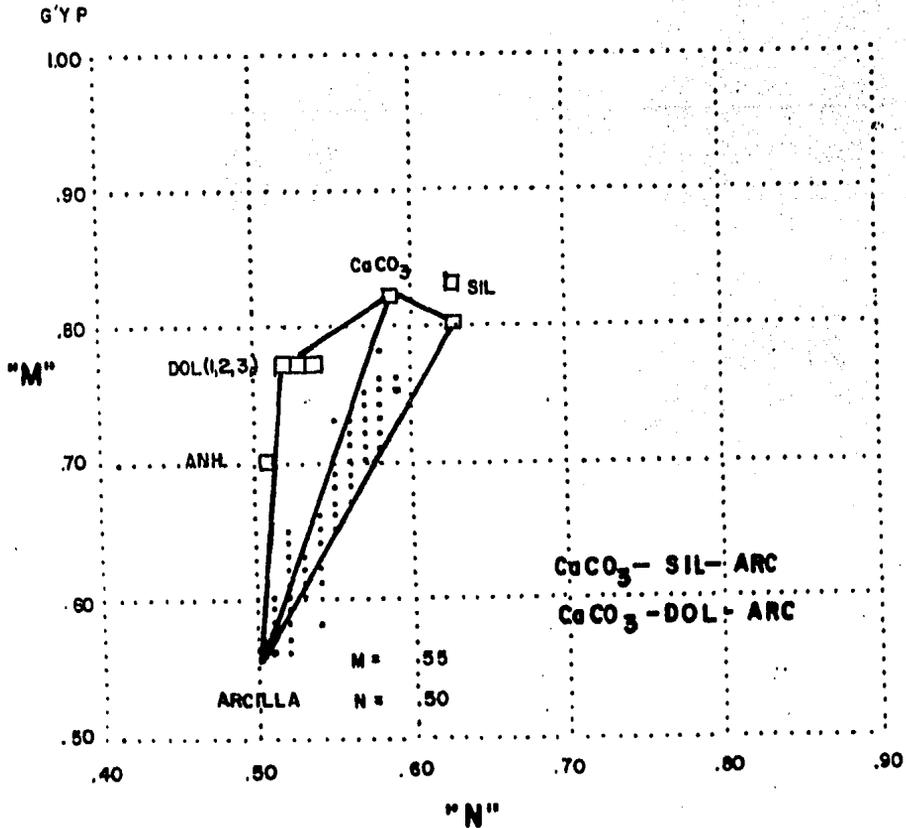


Cuando en la gráfica cruzada (Pb vs At) se presenta SILICATO, el interpretador debe verificar con la gráfica de lito-porosidad y concluir.



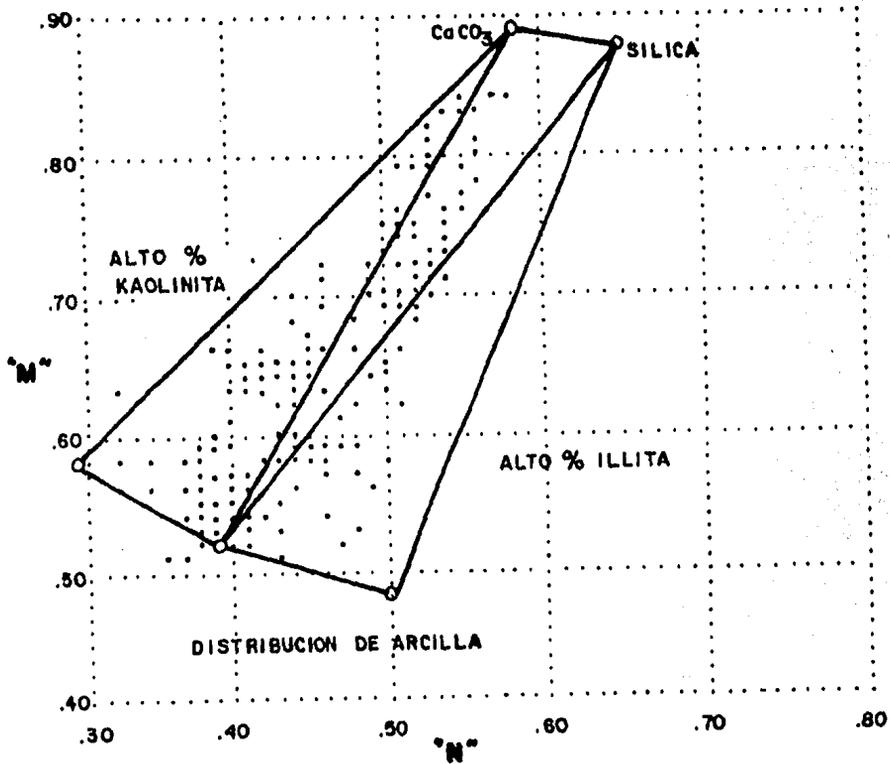
La presencia de dos agregados no pueden ser identificada en la gráfica cruzada (ρ_n vs At).

EJEMPLO ZONA "F"



El registro de rayos gamma en esta zona muestra una gran variedad de radioactividad. Se considera como base al triángulo CaCO_3 - SIL arcilla, donde el punto de arcilla se encuentra en $M=0.55$, $N=0.50$. Una dolomita con arcilla se analiza por los puntos localizados en el triángulo DOL- CaCO_3 arcilla. Esta gráfica se utiliza para determinar coeficientes de un Pseudomina de arcilla.

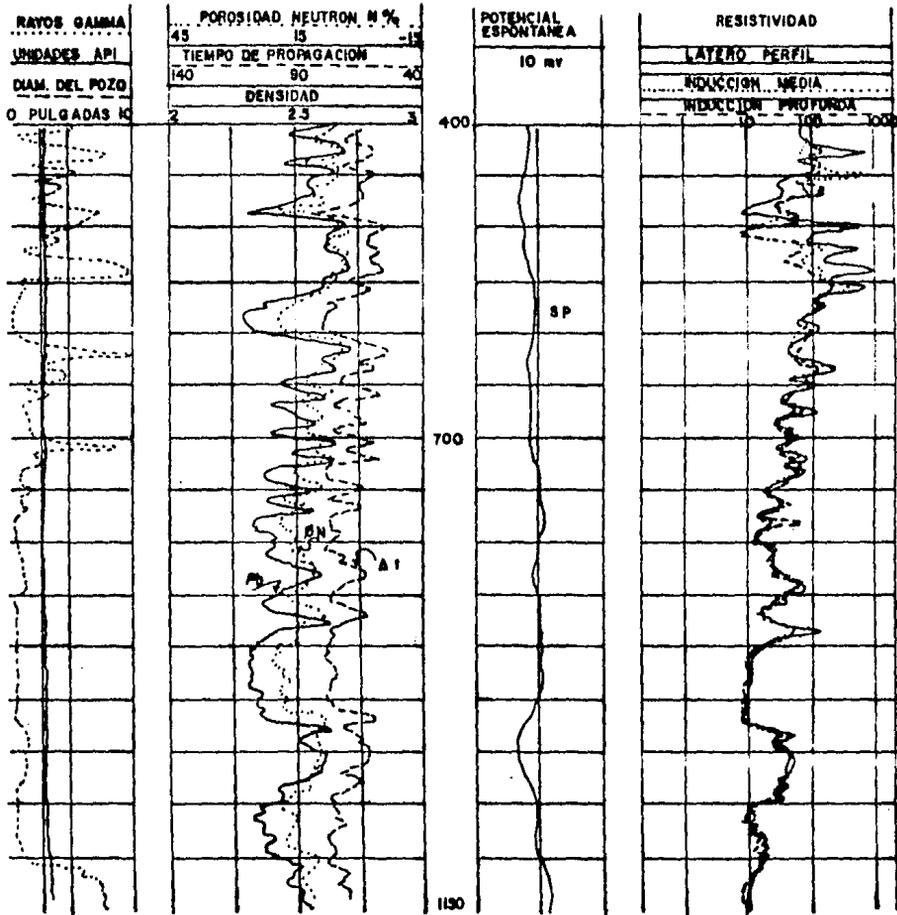
EJEMPLO ZONA "H"



La gráfica de lito-porosidad analiza la variación de arcilla en la correlación estratigráfica. El análisis de rayos X demuestra el alto porcentaje de Kaolinita e Illita en zonas de alta arcillosidad. Los triángulos litológicos muestran que el uso de una computadora para el proceso de la información en el análisis de un registro, es de gran importancia en la variación de arcilla.

IV
APLICACION

El pozo produce cerca de 300m³/ día de petróleo, con densidad
 0.654 gr/cm³ de gas.



RESULTADOS

PROFUNDIDAD	PHIN	RHOB	DBLT	R_LG	K-E
400.0000	0.0750	2.6500	59.0000	100.0000	
410.0000	0.1000	2.6500	71.0000	30.0000	
420.0000	0.0300	2.6500	59.0000	50.0000	
430.0000	0.0350	2.6500	59.0000	150.0000	
440.0000	0.1100	2.6500	73.0000	50.0000	
450.0000	0.0400	2.6500	59.0000	100.0000	
460.0000	0.1200	2.6500	65.0000	75.0000	
470.0000	0.1100	2.6500	59.0000	50.0000	
480.0000	0.1100	2.6500	71.0000	60.0000	
490.0000	0.2600	2.6500	77.0000	125.0000	
500.0000	0.1100	2.6500	52.0000	115.0000	
510.0000	0.0350	2.6500	48.0000	112.0000	
520.0000	0.0750	2.6500	59.0000	75.0000	
530.0000	0.0300	2.6500	54.0000	50.0000	
540.0000	0.0200	2.6500	52.0000	200.0000	
550.0000	0.0250	2.6500	52.0000	175.0000	
560.0000	0.0750	2.6500	62.0000	37.0000	
570.0000	0.0750	2.6500	61.0000	25.0000	
580.0000	0.1500	2.6500	74.0000	12.0000	
590.0000	0.1800	2.6500	77.0000	15.0000	
600.0000	0.1800	2.6500	77.0000	20.0000	
610.0000	0.1800	2.6500	79.0000	50.0000	
620.0000	0.0750	2.6500	65.0000	200.0000	
630.0000	0.0350	2.6500	48.0000	62.0000	
640.0000	0.0750	2.6500	63.0000	50.0000	

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54 55 56 57 58 59 60 61 62 63 64 65 66 67 68 69 70 71 72 73 74 75 76 77 78 79 80 81 82 83 84 85 86 87 88 89 90 91 92 93 94 95 96 97 98 99 100

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63																																																																																																																																																																										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63																																																																																																																																																																										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63																																																																																																																																																																										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63																																																																																																																																																																										
400.0000	4.0001003E-02	7.1502759E-02	0.3003410E-02	0.1023736E-02	0.1299004	9.5017045E-02	2.3401903E-02	5.0010193E-02	2.5610309E-02	7.3820237E-02	0.0230273E-02	440.0000	6.5890379E-02	0.1420720	0.1420720	0.1420720	450.0000	2.9045005E-02	5.1950535E-02	4.3351099E-02	460.0000	7.0090222E-02	0.1214109	9.0054554E-02	470.0000	0.5890379E-02	0.1102408	0.8005017E-02	480.0000	0.5890379E-02	0.1355513	0.1017230	490.0000	0.1301550	0.2004209	0.1922910	500.0000	0.5890379E-02	0.1100407	8.8200541E-02	510.0000	2.0010309E-02	3.5203747E-02	3.0900200E-02	520.0000	4.8004003E-02	7.7502750E-02	6.9003410E-02	530.0000	2.3401903E-02	3.0219612E-02	2.9830784E-02	540.0000	1.0074300E-02	2.4337834E-02	2.0500101E-02	550.0000	1.0158116E-02	2.7144790E-02	2.3801703E-02	560.0000	4.8004003E-02	8.0947019E-02	6.7805551E-02	570.0000	4.0004003E-02	8.3798931E-02	0.6231004E-02	580.0000	8.4994271E-02	0.1074422	0.1202103	590.0000	9.9312879E-02	0.1935513	0.1404321	600.0000	9.9312879E-02	0.1935513	0.1404321	610.0000	9.9312879E-02	0.2004102	0.1498000	620.0000	4.8664003E-02	9.6391328E-02	7.2527099E-02	630.0000	2.6016309E-02	3.5263747E-02	3.0900200E-02	640.0000	4.8664003E-02	9.0090125E-02	6.9319598E-02	650.0000	4.8661003E-02	9.6391328E-02	7.2527099E-02	660.0000	0.1053738E-02	0.1395073	0.1003205	670.0000	4.8664003E-02	9.0090125E-02	6.9319598E-02	680.0000	0.1053738E-02	0.1169844	8.9019090E-02	690.0000	4.8004003E-02	9.9313287E-02	7.2527099E-02	700.0000	0.1053738E-02	0.1492742	0.1051640	710.0000	5.1109795E-02	3.0270005E-02	0.5732000E-02	720.0000	3.5405852E-02	7.2245085E-02	3.3025052E-02	730.0000	7.0050222E-02	0.1293228	0.0505027E-02	740.0000	8.4994271E-02	0.1775245	0.1312594	750.0000	0.5890379E-02	0.1355513	0.1017230	760.0000	0.0232035E-02	0.1520227	0.1101277	770.0000	0.5890379E-02	0.1102405	0.0005010E-02	780.0000	9.4510249E-02	0.1806690	0.1397000	790.0000	9.4510249E-02	0.1300000	0.1397000	800.0000	0.4994271E-02	0.1570000	0.1211772	810.0000	0.4994271E-02	0.1175245	0.1312594	820.0000	7.0090222E-02	0.1411250	0.1055079	830.0000	1.0105313E-02	7.3470679E-02	0.9709990E-02	840.0000	0.5890379E-02	0.1101829	0.0010607E-02	850.0000	0.1053738E-02	0.1299004	9.5017045E-02	860.0000	8.4994271E-02	0.1741637	0.1295790	870.0000	7.0090222E-02	0.1411250	0.1059979	880.0000	4.0105313E-02	3.1310241	8.8004724E-02	890.0000	8.4994271E-02	0.1010015	0.1245379	900.0000	8.4994271E-02	0.1700030	0.1270900	910.0000	0.1185945	0.2202150	0.1094047	920.0000	9.4530240E-02	0.1802707	0.1414045	930.0000	9.9312879E-02	0.1935513	0.1404321	940.0000	9.9312879E-02	0.1935513	0.1404321	950.0000	9.9312079E-02	0.1832540	0.1412034	960.0000	9.4530240E-02	0.1802707	0.1411045	970.0000	9.4530240E-02	0.1802707	0.1411045	980.0000	9.4530240E-02	0.1802707	0.1414045

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54 55 56 57 58 59 60 61 62 63

990.0000	4.0105313E-02	7.1271659	0.5135077E-02	1000.0000	4.0105313E-02	7.2910077E-02	0.0047042E-02	1010.0000	5.1109795E-02	0.1119373	0.1003030E-02	1020.0000	5.1109795E-02	0.1273957E-02	0.5231000E-02	1030.0000	3.5405852E-02	0.3111370E-02	4.9219490E-02	1040.0000	0.0000113E-02	0.3402100E-02	1050.0000	3.5405852E-02	0.3141137E-02	4.9213495E-02	1060.0000	4.8100701E-02	0.0093877E-02	5.2130319E-02	1070.0000	0.1053738E-02	0.1234424	9.2248067E-02	1080.0000	0.9750553E-02	0.1029371	0.1303470	1090.0000	8.4994271E-02	0.1708030	0.1278900	1100.0000	0.4994271E-02	0.1010015	0.1245379	1110.0000	0.4994271E-02	0.1741037	0.1295790	1120.0000	0.9750553E-02	0.1029371	0.1303470	1130.0000	7.0090222E-02	0.1570478	0.1141190	1140.0000	0.9750553E-02	0.1020200	0.1201927	1150.0000	0.4994271E-02	0.1175245	0.1312594
----------	---------------	-----------	---------------	-----------	---------------	---------------	---------------	-----------	---------------	-----------	---------------	-----------	---------------	---------------	---------------	-----------	---------------	---------------	---------------	-----------	---------------	---------------	-----------	---------------	---------------	---------------	-----------	---------------	---------------	---------------	-----------	---------------	-----------	---------------	-----------	---------------	-----------	-----------	-----------	---------------	-----------	-----------	-----------	---------------	-----------	-----------	-----------	---------------	-----------	-----------	-----------	---------------	-----------	-----------	-----------	---------------	-----------	-----------	-----------	---------------	-----------	-----------	-----------	---------------	-----------	-----------

1	700.	DOL= 0.2250	SIL= 0.3243	LUT= 0.7077	POR= 0.0000
2					
3	710.	ANH= 0.1240	DOL= 0.4200	SIL= 0.3757	TR= 0.0003
4					
5	710.	ANH= 0.2477	DOL= 0.0455	CAL= 0.6286	POR= 0.0782
6					
7	710.	ANH= 0.1423	DOL= 0.1655	CAL= 0.6188	POR= 0.0734
8					
9	710.	ANH= 0.0998	DOL= 0.2139	CAL= 0.6148	POR= 0.0714
10					
11	720.	DOL= 0.2737	SIL= 0.5508	LUT= 0.2335	POR= 0.0000
12					
13	730.	YES= 0.0000	DOL= 0.9428	LUT= 0.3612	POR= 0.0000
14					
15	730.	DOL= 0.9218	LUT= 0.0000	POR= 0.0831	
16					
17	740.	DOL= 0.5017	SIL= 0.0646	LUT= 0.6146	POR= 0.0000
18					
19	750.	DOL= 0.4105	SIL= 0.2591	LUT= 0.4621	POR= 0.0000
20					
21	760.	ANH-LUT= 0.6704	DOL= 0.2080	LUT= 0.0000	POR= 0.2225
22					
23	760.	DOL= 0.9273	LUT= 0.0000	POR= 0.1029	
24					
25	770.	YES= 0.0000	DOL= 0.9659	LUT= 0.4376	POR= 0.0000
26					
27	770.	DOL= 0.9210	LUT= 0.0025	POR= 0.0732	
28					
29	780.	DOL= 0.6341	SIL= 0.0000	LUT= 0.5395	POR= 0.0000
30					
31	790.	DOL= 0.6341	SIL= 0.0000	LUT= 0.5395	POR= 0.0000
32					
33	800.	ANH-LUT= 0.6811	DOL= 0.1821	LUT= 0.0000	POR= 0.1954
34					
35	800.	DOL= 0.9298	LUT= 0.0000	POR= 0.1128	
36					
37	810.	DOL= 0.5017	SIL= 0.0646	LUT= 0.6146	POR= 0.0000
38					
39	820.	DOL= 0.4658	SIL= 0.2072	LUT= 0.4435	POR= 0.0000
40					
41	830.	DOL= 0.3193	SIL= 0.4536	LUT= 0.3097	POR= 0.0000
42					
43	840.	YES= 0.0000	DOL= 0.9754	LUT= 0.3939	POR= 0.0000
44					
45	840.	DOL= 0.9210	LUT= 0.0025	POR= 0.0732	
46					
47	850.	DOL= 0.3551	SIL= 0.3111	LUT= 0.4807	POR= 0.0000
48					
49	860.	DOL= 0.5234	SIL= 0.0624	LUT= 0.5767	POR= 0.0000
50					
51	870.	DOL= 0.4658	SIL= 0.2072	LUT= 0.4435	POR= 0.0000
52					
53	890.	DOL= 0.0589	SIL= 0.4801	LUT= 0.7635	POR= 0.0000
54					
55	900.	ANH-LUT= 0.8189	DOL= 0.0393	LUT= 0.0000	POR= 0.2073
56					
57	900.	DOL= 0.9298	LUT= 0.0000	POR= 0.1128	
58					
59	910.	DOL= 0.5451	SIL= 0.0602	LUT= 0.5389	POR= 0.0000
60					
61					
62					
63					
64					

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54 55 56 57 58 59 60 61 62 63 64

1.30						
1.29						
1.27						
1.26						
1.25						
1.24						
1.22						
1.21						
1.20						
1.19						
1.18						
1.17						
1.16						
1.15						
1.14						
1.11						
1.10						
1.09						
1.08						
1.07						
1.06						
1.05						
1.04						
1.03						
1.02						
1.01						
1.00						
0.99						
0.98						
0.97						
0.96						
0.95						
0.94						
0.93						
0.92						
0.91						
0.90						
0.89						
0.88						
0.87						
0.86						
0.85						
0.84						
0.83						
0.82						
0.81						
0.80						

0.79						
0.78						
0.77						
0.76						
0.75						
0.74						
0.73						
0.72						
0.71						
0.70						
0.69						
0.68						
0.67						
0.66						
0.65						
0.64						
0.63						
0.62						
0.61						
0.60						
0.59						
0.58						
0.57						
0.56						
0.55						
0.54						
0.53						
0.52						
0.51						
0.50						

C O N C L U S I O N

Al relacionar la información que se obtiene, de los Algoritmos propuestos (Gráficas Cruzadas, Relación de Porosidad Gráfica M-N) en el trabajo, la interpretación cualitativa puede considerarse como buena, con el objeto de señalar las zonas de interés y aplicarles un análisis cuantitativo.

El algoritmo propuesto en el trabajo, tiene la función de cuantificar las zonas de interés, bajo el principio matemático ya establecido por A. Poupon, Huyle y A. W. Shmidt.

El análisis mineralógico en el programa es por medio de un triángulo litológico de referencia, donde cada interprete considera triángulos para la identificación de pseudominerales en zonas con arcilla ó porosidad secundaria. Esta técnica toma la combinación de los minerales más comunes que pueden ser relacionados con las provincias geológicas dadas. Los resultados que proporciona el programa son de buena calidad, ya que, si son comparados con las porosidades calculadas por las gráficas cruzadas, se encontrará poca diferencia y principalmente la representación gráfica del programa en (M-N) se considera como una pre-interpretación, por la localización de las zonas.

En la gráfica Neutrón - Densidad la resolución es buena para distinguir entre caliza y dolomita, caliza y sílice. Se identifica apropiadamente las evaporitas como el yeso y la sal. Los minerales de potasio también son localizados y sobre todo zonas con la presencia de gas.

La resolución de la gráfica Densidad - Sónico es pobre para determinar la porosidad ó definir la litología correspondiente a Caliza, Dolomita y Sílice. Pero es muy útil para analizar la presencia de porosidad secundaria.

La gráfica sónico - neutrón tiene una resolución buena para el sílice y caliza, pero la anhidrita queda enmascarada en la caliza. La lutita afecta la respuesta del sónico y del neutrón en el mismo sentido, por lo tanto su presencia puede dar una apariencia de aumento en la porosidad.

La porosidad secundaria, porosidad de gas y minerales económicos son detectados por la gráfica de lito-porosidad, así como su distribución sobre los triángulos litológicos propuestos con una aceptable resolución.

Una vez identificada la localización de los puntos, sobre la gráfica (M-N) que establece la posible litología, debe de considerarse que la solución de los sistemas de ecuaciones planteados en zonas de arcilla ó porosidad secundaria puede arrojar valores incompatibles, por lo que debe ajustar (aumentando ó disminuyendo ecuaciones y variables) el ingeniero interprete.

BIBLIOGRAFIA

A. POUPON, W.R. HUYLE, A.W. SHMIDT "Log analysis in formations with complex lithologies, Society of Petroleum engineers of AIME.

ARROYO C., FRANCISCO, 1985.- "Apuntes de Registros Geofísicos de Pozos".
U.N.A.M.

DOVENTON, J. H. Y H. W. CABLE, 1980.- "Koala; Kansas On-Line Automated log Analysis System," Kansas Geol. Survey, Lawrence Kansas.

FERTL, W. H., 1981.- "Openhole Crossplot Concepts - A. Powerful Technique in well log analysis." J. Petr. Tech., Vol. 33,

PIRSON, s.s,1981.- "Geologic Well log analysis", Gulf Publishing Co., Houston.

GREGORY, A.R. .- "Aspects of Rock Physies from laboratory and log data that are important to seismic Interpretation" Am. Assoc. Petr. Geol.

DRESSER, Atlas, 1979.- "Log Interpretation Charts". Documento.

M. P. TIXIER AND R.P. ALGER .- "Log evaluation of nonmetallic mineral deposits Schulumberger well services Houston Texas".

R. M. BATEMAN, C. E. KONEN.- "The log analyst and the programable
Amoco International Oil Company.

SCHLUMBERGER.- "Log Interpretation Principles, Schlumberger, Nueva
York, 1972 y 1974.

WYLLIE, M. R., A. R. GREGORY Y L. W. GONDER .- "Elastic wave Velocites
in Heterogeneous and Porus Media" Geophyries Vol. 21, 1956.