

**ANÁLISIS PETROFÍSICO DE LA FORMACIÓN MOGOLLÓN
ÁREA LAGUNA-ZAPOTAL- LOTE X- PROVINCIA DE TALARA**

Autor: José I. Benito

Colaboradores: Peter Mc Gregor, Gerardo Pozo

Compañía: Pérez Companc del Perú

ABSTRACT

The Mogollón Formation, located in Laguna-Zapotál Field of the Talara Basin in Northern Perú, consists of 1400 feet of section, of which, on average, 250 feet is regarded as net pay. It is composed of sandstone and conglomerate units that were deposited under fluvial conditions in probable fan delta environments. The original fabric modified by diagenetic cements and authigenetic clays creates a range of petrophysical rock types.

Accurate reservoir water saturations can be derived using the Indonesian equation for these deposits in order to accurately estimate reserves. A combined application of sedimentological, petrophysical, logging and reservoir engineering technologies is necessary to properly evaluate the Mogollón reservoir.

INTRODUCCIÓN

El objetivo de este trabajo es reflejar la importancia que tiene el conocimiento de las propiedades petrofísicas, la distribución de los espacios porales y las barreras de permeabilidad dentro de un depósito de alta heterogeneidad como la Fm. Mogollón en los Yacimientos Laguna-Zapotál (Cuenca Talara). Para tal fin se aplicaron, de las diversas técnicas existentes, aquellas que mejor respuesta han dado para el entendimiento de esta Formación.

La Fm. Mogollón puede ser dividida en tres miembros: Mogollón Inferior, Medio y Superior. En éste último a su vez se diferencian los submiembros: Fuente, Chorro Inferior y Chorro Superior. Están caracterizados por cuerpos conglomerádicos, arenosos característicos de un episodio de sedimentación fluvial de alta energía. Esta Formación exhibe abundantes y muy rápidos cambios litológicos (de areniscas a conglomerados) en pequeños espesores. Por lo tanto, para lograr una caracterización del reservorio es necesario trabajar con una representación que defina estos contrastes petrográficos-petrofísicos, definiendo unidades continuas tanto lateral como verticalmente, con similares porosidades, permeabilidades y características de estratificación (Unidades de Flujo).

En formaciones areno-conglomerádicas, dada su variabilidad, se reestudiaron cinco pozos con testigos corona con el fin de obtener parámetros litológicos y petrofísicos representativos. Se centró el esfuerzo en calibrar los perfiles de pozos a efectos de identificar las unidades de flujo y caracterizar las mismas por los siguientes parámetros petrofísicos: exponente de tortuosidad, exponente de cementación, exponente de saturación, tiempo de tránsito de matriz, densidad de matriz, volumen de arcillas, saturación de agua, delimitadores de porosidad y permeabilidad, etc.

El conocimiento de estas propiedades intrínsecas en las distintas unidades de flujo en la Fm. Mogollón, verificado a través de estos estudios, es de importancia para los cálculos de volumen de hidrocarburos y mapeo de los atributos petrofísicos

UBICACIÓN GEOGRÁFICA

La Estructura Laguna-Zapotál, donde fue analizada la Fm. Mogollón se encuentran dentro de los límites del Lote X, en la provincia de Talara, Dpto de Piura (Figura 1). La mencionada estructura se sitúa a 45 Km al Norte de la Ciudad de Talara.

I) RELACIÓN ENTRE LITOLOGÍA Y PARÁMETROS PETROFÍSICOS EN LA Fm. MOGOLLÓN

Como se sabe la Fm. Mogollón exhibe abundantes y muy rápidos cambios litológicos (de areniscas a conglomerados) en pequeños espesores. Por lo tanto, para una descripción más ajustada es necesario trabajar con un modelo que defina estos contrastes petrográficos. La representación utilizada es una curva tipo blocking (0/1), litológicamente calibrada a través de coronas, y que es dependiente principalmente de la porosidad y la resistividad enfocada.

El conocimiento de las interestratificaciones areno-conglomerádicas, verificado a través de esta curva litológica, es de importancia tanto para los cálculos como para reconocer las interfases que pueden constituir barreras parciales o totales al flujo de fluidos.

I.1) Porosidad y permeabilidad

Tanto las areniscas como los conglomerados han estado sujetos a compactación mecánica y posterior cementación, estos fenómenos han reducido la porosidad original, aunque estudios sobre coronas y cortes delgados reportan la presencia de porosidad secundaria producida por fisuramiento y en menor medida por la disolución de minerales, principalmente de los feldespatos.

Las areniscas y conglomerados de la Fm. Mogollón abarcan un amplio espectro granulométrico y de selección a lo largo de la columna estudiada. Las primeras varían en selección, de buena a regular, y en granometría desde muy finas (0,062 a 0,125 mm en diámetro) a muy gruesas (1,0 a 2,0 mm en diámetro). Los conglomerados, pobremente seleccionados, presentan variación en tamaño de los clastos desde gránulos (2 a 4 mm) hasta guijas (4 a 64 mm).

Esta Formación posee además del cemento: sílice, calcita, pirita, etc., material arcilloso que rellena los poros. Estas arcillas se presentan laminadas y dispersas en la masa de la roca, donde llegan a anular los valores de porosidad efectiva y permeabilidad. En otros sectores, en cambio, la disminución de estos parámetros son casi debidas exclusivamente a la presencia de los distintos cementos

En las Figuras 2 A y 2 B se muestran las curvas de distribución de la porosidad y permeabilidad de areniscas donde se muestra la probabilidad de ocurrencia entre los percentiles P5 y P95.

Sobre la base anterior, se trató de obtener una ley representativa de porosidad-permeabilidad en cada uno de los miembros en que fuera dividida la Fm. Mogollón. Para esto se graficaron estos parámetros, lográndose un ajuste moderadamente aceptable. Algunos de los gráficos muestran dos tendencias con un cambio de pendiente debido posiblemente a la presencia de microfisuras, (a modo de ejemplo ver Figura 3).

I.2) Distribución de las arcillas

Las arcillas de la Fm. Mogollón pueden agruparse en:

a) Arcillas laminadas

Estas arcillas se presentan intercaladas entre las areniscas, en forma de laminaciones finas, con espesores que varían desde fracciones de centímetros a metros. Éstas actúan como barreras al flujo de fluidos.

b) Arcillas dispersas

Las arcillas dispersas más comunes son illita, esmectita, clorita férrica, caolinita e interestratificado illita-esmectita.

En este tipo de texturas, las arcillas se presentan diseminadas en el espacio poral de las rocas. Esta distribución produce gran daño, ya que pequeñas cantidades de arcillas pueden obturar los poros y reducir la porosidad efectiva y, particularmente, la permeabilidad. Los valores máximos tolerables son de alrededor de 10% en volumen.

Estas arcillas son de origen autigénico. Esto significa literalmente, que se desarrollan en el poro luego de la compactación del sedimento y como consecuencia de la reacción química entre los fluidos y los minerales presentes, feldespatos y/o fragmentos líticos.

Estos minerales han sido caracterizados en partículas discretas que conforman texturas de "relleno de poros" (Fotomicrografía 1), "recubrimiento de granos" (Fotomicrografía 2) y "desarrollo de puentes dentro del poro" (Fotomicrografía 3). En la textura relleno de poros la caolinita construye cuerpos aislados dentro del mismo. En el recubrimiento de granos, por la clorita, también se disminuye el volumen poral. En la textura de puentes atribuida a las illitas e interestratificado se llega a obturar el poro por la formación de una masa de hilos que se entrecruzan. Este tipo de texturas son las que mayor daño producen llegando a disminuir la permeabilidad hasta en dos ordenes de magnitud.

Es de importancia destacar que estas arcillas, al haberse desarrollado bajo presión confinante, pueden atrapar más agua que aquellas compactadas.

c) Arcillas estructurales

Aquí la arcilla se presenta en forma detrítica, intraclastos, siendo éstos depositados junto con los demás materiales y poseyendo similares granometrías que el resto. Con esta situación, la porosidad y la permeabilidad se ven muy poco afectadas. En cambio las lecturas de la herramienta de resistividad profunda se ven disminuidas por el agua contenida en estas arcillas, con la consecuencia de estimar una mayor saturación de agua para estos niveles.

II) CÁLCULO DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS.

II.1) Cálculo de la Resistividad del Agua de Formación:

Los análisis químicos de los pozos del área muestran que el agua de formación contiene principalmente cloruro de sodio, ver diagrama de Stiff y Davis, (Figura 4), donde el total de sólidos disueltos oscila en 13.000 ppm (equivalentes a cloruro de sodio). Bajo estas concentraciones, las medidas de la resistividad del agua de formación, R_w , a la temperatura del reservorio, 140°F, arroja un valor de 0,27 ohmm.

Cabe aclarar que se han encontrado zonas del Yacimiento donde estos valores cambian notoriamente.

II.2) Cálculo del Exponente de Saturación (n)

Es ampliamente conocido que una roca saturada parcialmente con salmuera posee una resistividad mayor que si la misma estuviera saturada al 100%, por lo que se ha definido un índice de resistividad como:

$$IR = \frac{R_t}{R_o}$$

Este índice es una función de la saturación de salmuera, por lo tanto:

$$IR = \frac{R_t}{R_o} = \frac{1}{S_w^n}$$

Para el cálculo del exponente de saturación, n, se graficaron los índices de resistividad, @ NOBP de 2.800psi, obtenidos en laboratorio versus la saturación de agua.

Debido a la baja dispersión encontrada en cada uno de los miembros, las areniscas y conglomerados de cada uno de ellos se trataron en conjunto. En este caso se definió una recta que corta al eje de las abscisas en el valor de $S_w=100\%$ para un $IR=1$; la pendiente de la misma representa el valor de n (Figura 5), el valor obtenido es $n=1,35$.

II.3) Cálculo del Exponente de Cementación (m)

Como la resistencia eléctrica de una roca saturada con salmuera es mayor que la resistencia eléctrica del fluido mismo, la relación entre ambas resistividades:

$$F = \frac{R_o}{R_w} = \frac{a}{f^m}$$

es conocido como Factor de Formación. Este factor depende de la porosidad, siendo infinito cuando $\phi=0$ y uno cuando $\phi=100\%$.

Se graficaron los valores de Factor de Formación (de matriz y fisurados), @ NOBP de 2.800 psi versus la porosidad, obteniéndose una recta que pasa por $\phi=100\%$ y $F=1$, y cuya pendiente da el parámetro m .

Los valores de " m " obtenidos fueron (ejemplo en Figura 6):

ARENISCAS:

Mb. Chorro Inferior	$m=1,66$
Mb. Fuente	$m=1,61$
Mb. Mogollón Inferior	$m=1,40$

CONGLOMERADOS:

$m=1,76$

Estos resultados fueron corroborados mediante la utilización del gráfico de Pickett.

III) RESPUESTA DE LOS PERFILES Y SU CALIBRACIÓN CON DATOS DE CORONAS

III.1) Cálculo de la porosidad a partir de perfiles

Las mediciones de porosidad de coronas son frecuentemente utilizadas para validar la porosidad interpretada a través de los perfiles. En estas validaciones es importante hacer notar que los primeros representan información puntual comparada con la respuesta promedio de una sonda de perfilaje.

Los perfiles calibrados fueron densidad y sónico.

Los parámetros de matriz del perfil densidad fueron calculados utilizando una técnica que le permite a la densidad de matriz variar junto con la porosidad, minimizando los errores estadísticos de la medición causados por la variación en la densidad de grano. Esta técnica utiliza las mediciones de densidades de grano y porosidades (a condiciones de confinamiento) para calcular una densidad total de roca:

$$RHO_{core@NOBP} = (f_{core@NOBP} * RHO_f) + (1 - f_{core@NOBP}) * d_{grano}$$

Es necesario apuntar la influencia de la presión de confinamiento sobre la porosidad, la misma es resuelta, para la Fm. Mogollón, con la siguiente expresión:

$$f_{NOBP} = 0.9631 * f_{CNPT}$$

Cuando la densidad total de la corona es graficada versus la porosidad de coronas (Figura 7) la intersección entre la recta de mejor ajuste con el eje de ordenadas está indicando el valor de densidad de matriz aparente de 2,63 g/cc y 2,70 g/cc (valor promedio para areniscas y conglomerados respectivamente).

Un segundo método utilizado para la determinación de la densidad de matriz consiste en normalizar (descontar el volumen de arcilla) los valores de las determinaciones mineralógicas por el método de Difracción de rayos X. Este método se considera el más apropiado y arrojó densidades de matriz de 2,65 g/cc (Figura 7 B) como promedio para la Fm. Mogollón.

Como puede observarse la diferencia entre ambos métodos no es significativa aunque se propone la utilización del segundo método.

Los parámetros a utilizar para el cálculo de la porosidad sónica fueron obtenidos a través del gráfico tiempo de tránsito versus porosidad densidad total.

Estos gráficos arrojan un resultado de tiempo de tránsito de matriz promedio de 56 μ s/ft y un tiempo de tránsito de fluido de 189 μ s/ft.

III.2) Cálculo del volumen de arcilla a partir de perfiles:

El primer paso en un análisis de areniscas arcillosas es determinar el volumen de arcilla. Este es un número volumétrico y no toma en consideración el tipo de arcilla y su distribución.

Estos valores de arcillosidad son susceptibles de ser calculados en la Fm. Mogollón mediante los perfiles de: Potencial Espontáneo, Gamma Ray y gráficos Densidad-Neutrón, que detectan la presencia de arcillas por el incremento en la porosidad neutrónica cuando se la compara con la porosidad obtenida del perfil de densidad.

Se descartó el cálculo de arcillosidad por medio de la Resistividad, debido a que a lo largo del perfil son numerosas las inversiones de este parámetro, quitándole por tanto, confiabilidad al método.

Las fórmulas utilizadas son las siguientes:

$$(vcl)_{sp} = \frac{(SP - SP_{ss})}{(SP_{clay} - SP_{ss})}$$

$$(vcl)_{GR} = \frac{(GR - GR_{ss})}{(GR_{clay} - GR_{ss})}$$

Luego de varias pruebas se verificó que la combinación Densidad-Neutrón resulta ser el mejor indicador, ya que la corrección por este método es mínima. Debido a que en la mayoría de los pozos no se cuenta con esta combinación de perfiles, fueron utilizados los registros del SP y GR.

III.3) EVALUACIÓN DEL PERFIL DE IMAGEN DE POZO

Dentro de los perfiles que tienen la capacidad de realizar un análisis geométrico de las fracturas se encuentra el Perfil de Imagen de pozo. El mismo permite identificar el tipo de fractura, intensidad de la zona fracturada, apertura de las mismas, orientación, etc.. Como se conoce las rocas frágiles son las que se fracturan con más facilidad que la dúctiles, es así como a través de este perfil fue posible discriminar entre los horizontes muy fracturados, areniscas, de los poco fracturados, conglomerados. Valiéndose de esta información no sólo fue posible localizar las mejores zonas a punzar y fracturar sino que además tiene implicancias en el desarrollo del campo pues a través del entendimiento del ambiente de depositación es posible ubicar las áreas con mayor potencial de areniscas que de conglomerados. Para el caso de la Fm. que nos ocupa las zonas con mayor participación de areniscas se ubicarán en zonas distales respecto al área de aporte.

Por otro lado, sobre la base de este perfil fue posible identificar zonas fracturadas a través de otras combinaciones de perfiles como la separación entre el microesférico y el dual laterolog y los picos positivos del perfil de corrección de la densidad, Figura 8.

De la comparación de los distintos perfiles de imágenes surge que el grado de fracturamiento varía mucho de un pozo a otro, y esto se refleja en la curva de producción de los pozos.

IV) PROGRAMAS DE INTERPRETACIÓN

En función de las salinidades del agua de Formación se utilizó la expresión de Indonesian para el cálculo de la saturación de agua:

1) Corrección de los perfiles sónico y densidad por arcillosidad para la obtención de la porosidad efectiva, (ϕ_e), utilizando las siguientes fórmulas:

$$f_{es} = \frac{(Dt - Dtma)}{(Dtf - Dtma)} - vcl * \frac{(Dt_{clay} - Dtma)}{(Dtf - Dtma)}$$

$$f_{ed} = \frac{(RHO_{ma} - RHO_b)}{(RHO_{ma} - RHO_f)} - vcl * \frac{(RHO_{ma} - RHO_{clay})}{(RHO_{ma} - RHO_f)}$$

Estos valores de porosidades efectivas, son importantes pues nos marcan a lo largo del perfil, en combinación con el volumen de agua ($BVW = \phi * S_w$), las zonas potenciales con petróleo.

2) Corrección de la saturación de agua (S_w) total a saturación de agua efectiva (S_{we})

a) Método: Indonesian (Poupon-Leveaux)

$$\frac{1}{Rt} = \left[\frac{V_{cl}^{(1-\frac{V_{cl}}{2})}}{\sqrt{Rcl}} + \frac{f^{\frac{m}{2}}}{\sqrt{aRw}} \right] * S_w^{\frac{n}{2}}$$

V) CÁLCULO DE LOS DELIMITADORES DE POROSIDAD, PERMEABILIDAD Y SATURACIÓN DE AGUA

Los valores de los delimitadores de porosidad y permeabilidad son necesarios para estimar el correcto espesor permeable en el cálculo del petróleo "in situ".

El promedio de porosidades debe resolverse por medio de la siguiente fórmula aritmética:

$$AVG_f = \frac{\sum_{i=1}^n f_i * h_i}{\sum_{i=1}^n h_i}$$

Para el caso de las permeabilidades el promedio a utilizar será aquel que mejor ajuste con los datos de ensayos de pozos, en nuestro caso la fórmula de promedio aritmético fue la utilizada. Aunque cabe acotar que el promedio geométrico es el que mejor describe un ambiente de sedimentación del tipo que nos ocupa.

$$AVG_k = \frac{\sum_{i=1}^n k_i * h_i}{\sum_{i=1}^n h_i}$$

El cálculo de los delimitadores se determinó mediante la utilización de la siguiente técnica (Scribner, 1984):

- 1) Se presentan los valores de porosidad (ϕ_i) y permeabilidad (K_i) de las litologías presentes: areniscas y conglomerados.
- 2) Se agrupan para cada litología en rangos de porosidad creciente.
- 3) Se calculan para cada rango los promedios de porosidad, permeabilidad, capacidad de almacenamiento (ϕ^*h) y capacidad de flujo (K^*h).
- 4) Se calculan las acumuladas ϕ^*h y K^*h para cada grupo en orden creciente de porosidad hasta que $\Sigma\phi^*h$ y ΣK^*h lleguen al 100%.
- 5) Se calcula el porcentaje acumulativo de $\Sigma\phi^*h$ y ΣK^*h para cada grupo.
- 6) Se grafica $\% \Sigma K^*h$ vs K en escala semilogarítmica para determinar el cut-off de K a K^*h aproximadamente cero, (a modo de ejemplo ver Figura 9 A).
- 7) Se grafica $\% \Sigma \phi^*h$ vs K en escala semilogarítmica para determinar el corte de $\% \Sigma \phi^*h$ al valor del corte de K , (a modo de ejemplo ver Figura 9 B).
- 8) Se grafica $\% \Sigma \phi^*h$ vs. ϕ en escala lineal para determinar el valor de corte de la porosidad al corte de $\% \Sigma \phi^*h$, (a modo de ejemplo ver Figura 9 C).

Los valores de los delimitadores obtenidos son los siguientes:

ARENISCAS	$\phi = 1,9 \%$	$k = 0,03 \text{ md}$
CONGLOMERADOS	$\phi = 1,8 \%$	$k = 0,17 \text{ md}$

Los datos para el cálculo de los valores de cut-off del volumen de arcilla fueron obtenidos de la interpretación de pozos, luego se graficó V_{cl} versus ΣV_{cl} . El cambio de pendiente de la primera derivada marca el valor requerido, que para los pozos analizados se encuentra en un 15%.

El promedio de las saturaciones de agua (S_w) de una capa está dado por:

$$AVG_{-}Sw = \frac{\sum_{i=1}^n f_i * h_i * Sw_i}{\sum_{i=1}^n f_i * h_i}$$

El valor del corte de Sw se determinó mediante el gráfico de pseudo presión capilar: isóbata vs. Sw calculada para aquellas capas con ensayos de producción de 100% de agua, el valor de corte obtenido fue de Sw = 80%. Este valor es el que debe ser utilizado para el cálculo del Petróleo "in situ" comercial, mientras que para el cálculo del Petróleo "in situ" a Presión capilar cero, el corte de la Sw debe ser 100%.

VI) CURVAS DE PRESIÓN CAPILAR: ANÁLISIS Y PROMEDIOS

De la observación de las curvas de presión capilar, drenaje, (Figura 10), surge que las mismas varían en un rango que oscila entre las de pobres características (altas saturaciones de agua irreducible), donde se interpreta que los fenómenos de matriz son más importantes, y las de mejores características (saturaciones de agua irreducible más bajas) donde dominarían las fisuras. Según R. Aguilera la mayor capacidad de almacenamiento se encontraría en las litologías microfisuradas, y serían éstas las que aportan el petróleo a las fracturas mayores. Esto sucede porque por fenómenos de capilaridad el agua ocupa los poros menores (en la matriz) y deja los poros mayores (microfisuras) para ser ocupados por el petróleo.

De todas maneras los espesores permeables de la Fm. Mogollón son lo suficientemente importantes como para que la matriz posea una buena capacidad de almacenamiento, esto es a pesar de la baja porosidad. Por lo tanto es posible pensar en un sistema dual, donde en algunos casos domina la matriz y en otros domina el sistema microfisuras/fracturas.

Los datos de Presión Capilar de laboratorio fueron llevados a condiciones de reservorio mediante el siguiente esquema:

$$Pc_{Aire/Hg} * (s \cos J)_{res} = Pc_{res} * (s \cos J)_{Aire/Hg}$$

$$Pc_{res} = \frac{Pc_{Aire/Hg} * 35}{367} = Pc_{Aire/Hg} * 0,0954$$

La altura, h, por encima del contacto agua-petróleo, (Pc=0), surge de:

$$h = \frac{Pc_{res}}{(rw - ro)}$$

que para un gradiente de petróleo y agua de:

$$ro = q * 0,433 = 0,825 * 0,433 = 0,3572 \text{ [psi/ft]}$$

$$rw = 1,006g / cm^3 * 0,433 = 0,4356 \text{ [psi/ft]}$$

resulta:

$$h \text{ [ft]} = Pc_{res} \text{ [psi]} * 12,75$$

A fin de evaluar prospectos, disponiendo del dato de Presión capilar en el tope de una dada trampa de petróleo podemos entonces estimar su altura respecto al contacto agua/petróleo.

Por otro lado, y a efectos de comparar y agrupar las distintas familias de curvas, independizándose de la porosidad (ϕ) y de la permeabilidad (K), se utilizó la llamada Función "J" de Leverett:

$$J = \frac{Pc_{res}}{s \cos J_{res}} * \sqrt{\frac{K}{f}} = \frac{Pc_{res}}{35} * \sqrt{\frac{K}{f}}$$

De esta manera se pueden comparar y agrupar las distintas familias de curvas, ahora independientes de la porosidad y permeabilidad. Ejemplo en Figura 11.

VI.1) Parámetros interpretados a partir de datos de presión capilar

Varios son los parámetros que pueden ser extraídos de las curvas de presión capilar para una posterior evaluación. Algunos de ellos son los radios de las gargantas porales.

Para ello partimos de la siguiente expresión:

$$r[cm] = 2 * (s \cos J) [dyn / cm] * Pc^{-1} [dyn / cm^2]$$

Luego asumiendo un tubo capilar con un radio de 1 cm a 10^{-5} podemos calcular la relación entre Pc y radio de la garganta poral:

De esta manera podemos calcular los radios de las gargantas porales de la Fm. Mogollón los cuales oscilan entre 1 y 0,06 micrones.

VII) CONCLUSIONES

Como producto de la aplicación de las técnicas petrofísicas antes expuestas se obtiene una interpretación de los perfiles de pozos (a modo de ejemplo Figura 12) donde es posible interpretar en una forma eficiente zonas potencialmente productoras a fin de optimizar económicamente la rentabilidad de pozos.

Además estas técnicas aplicadas son de suma importancia para un cálculo más ajustado del Petróleo "in situ" y para la evaluación individual de las diferentes capas o unidades de flujo.

Este trabajo pretende ser de aplicación inmediata para el entendimiento y caracterización estática de la Fm. Mogollón, base indispensable para el estudio de Simulación numérica de la misma.

VIII) AGRADECIMIENTOS

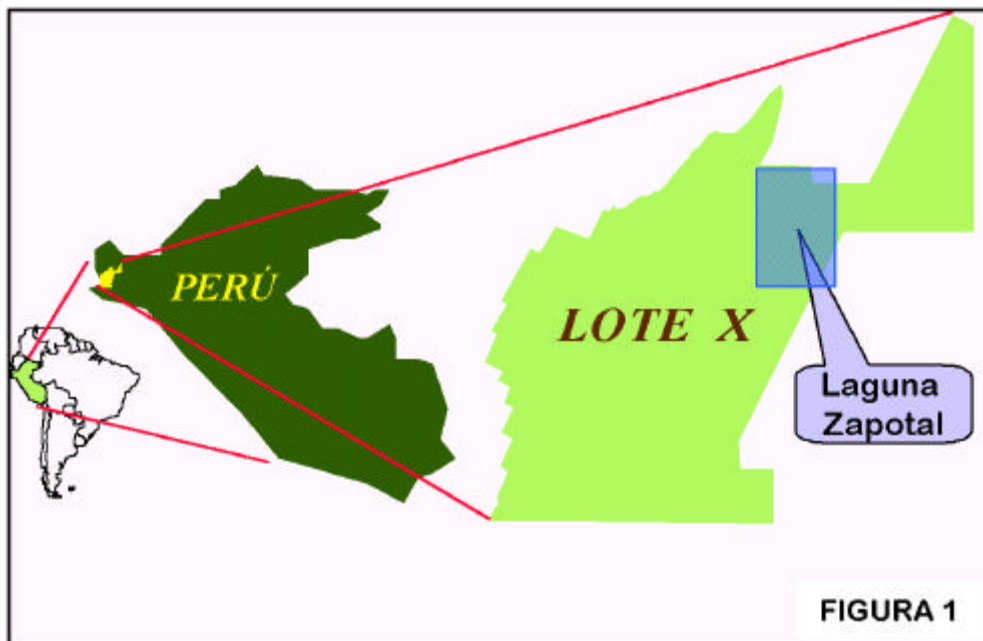
Se agradece a la Gerencia de Pérez Companc del Perú S. A. por su permiso para la publicación de este trabajo y al Ing. D. Musri por la lectura crítica del trabajo.

VIII) BIBLIOGRAFIA

- Aguilera, R., 1995- "Naturally Fractured Reservoirs", Second edition. Ed. PennWell Books.
- Asquith, G., -"Log evaluation of shaly sandstones: a practical guide". Series #31. Am.Asoc.Petr.Geo.. Tulsa, Oklahoma. pp: 5-30.
- Asquith, G., C.Gibson, 1982- "Basic well log analysis for geologists". Ed. Am.Asoc.Petr.Geo. Tulsa, Oklahoma.
- Carozzi, A.V.; J.R. Palomino, 1993- "The Talara Forearc Basin, NW Perú: Depositional models of oil-producing Cenozoic Clastic Systems". Jnl.Petr.Geo.. January, pp: 5-32.
- Dewan, J., 1983- "Modern open hole log interpretation" Ed. Pennwell.
- Jennings, J.B., 1987- "Capillary pressure techniques: Application to exploration and development geology". Am.Asoc.Petr.Geo. Bull., v. 71, pp: 1196-1209.
- Scribner, M.; R.Engineer, 1984- "HP-41CV Analyzes Porosity, Permeability data". Soc.Petr. Eng.. July, pp: 72-84.
- Spain, R., 1992- "Petrophysical evaluation of slope fan/basin floor fan complex: Cherry Canyon Formation, Ward County, Texas". Am.Asoc.Petr.Geo. V: 76, N°:6, pp: 805-827.
- Vavra, C., J.Kaldi, R.Sneider, 1992- "Geological applications of Capillary Pressure: A Review" Am.Asoc.Petr.Geo..v 76, pp: 840-850.

IX) REFERENCIAS

R_t	Resistividad verdadera a una dada saturación de agua.
R_o	Resistividad de la muestra 100% saturada con salmuera
ϕ_d	Porosidad densidad
ϕ_{cor}	Porosidad de corona
RHO_{core}	Densidad de roca
RHO_f	Densidad de fluido
δ_{grano}	Densidad de grano
σ	Tensión interfacial
J	Ángulo de contacto
ρ_o	Gradiente de petróleo
ρ_w	Gradiente de agua
δ_o	Densidad de petróleo



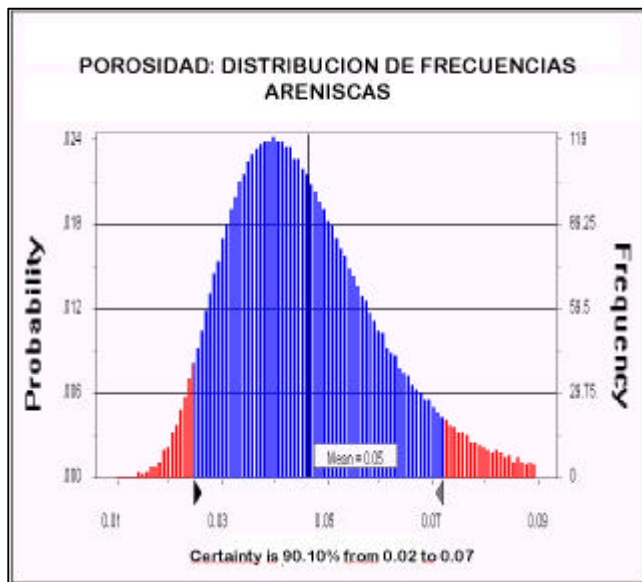


FIGURA 2A

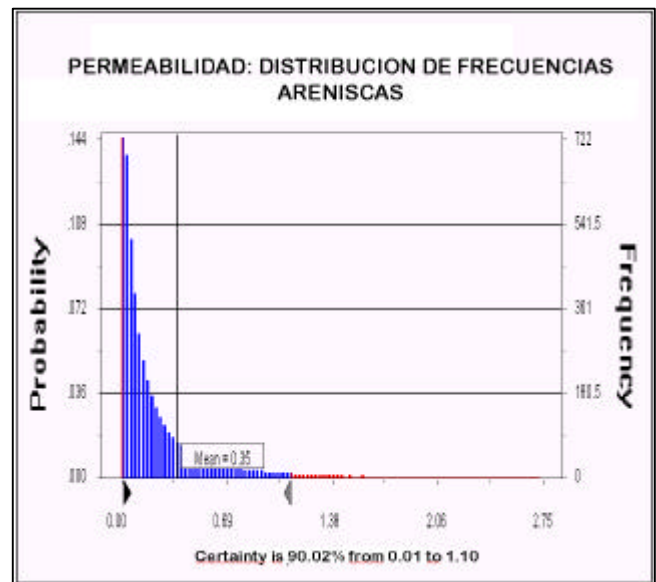


FIGURA 2B

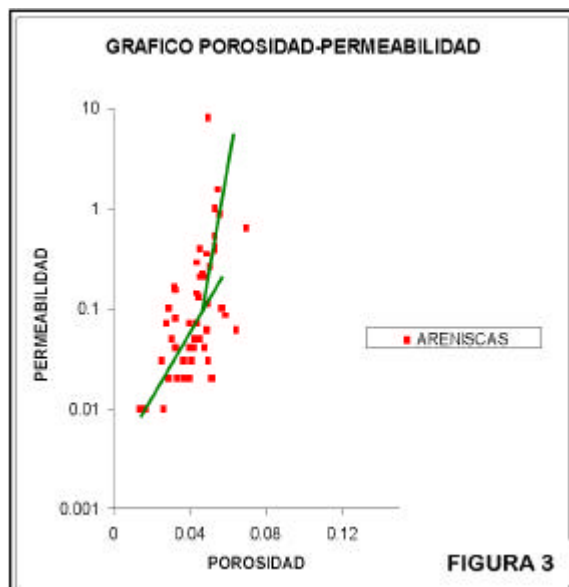


FIGURA 3

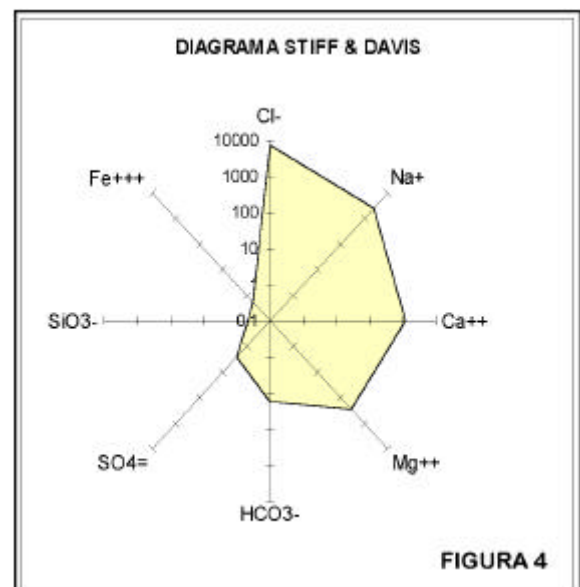
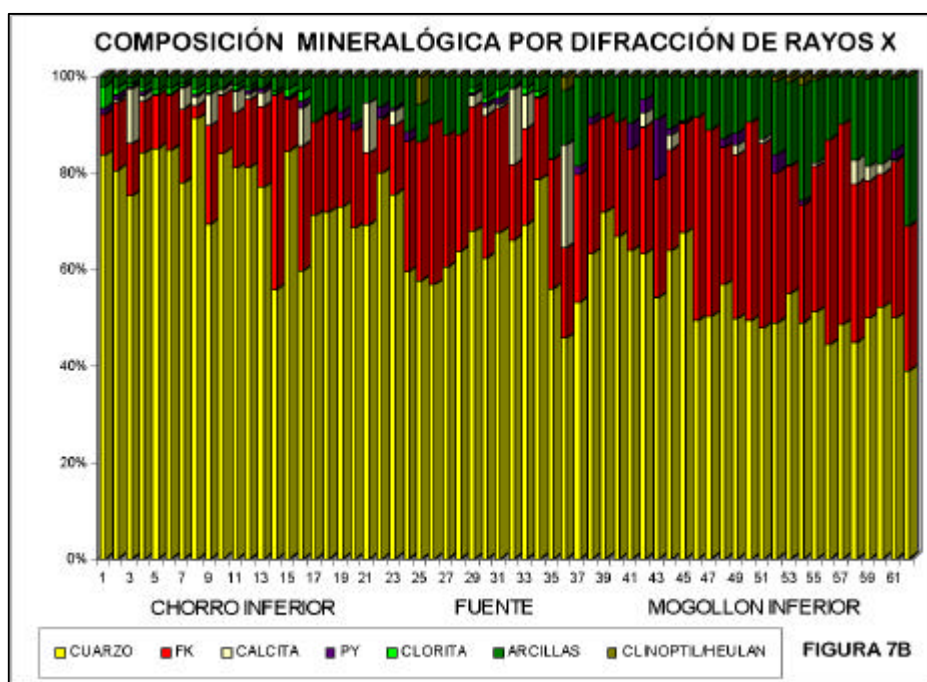
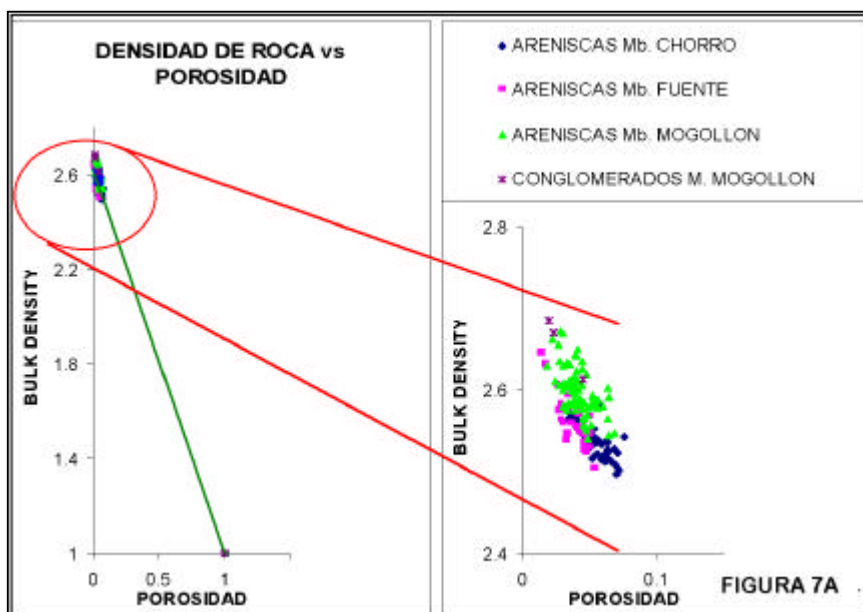
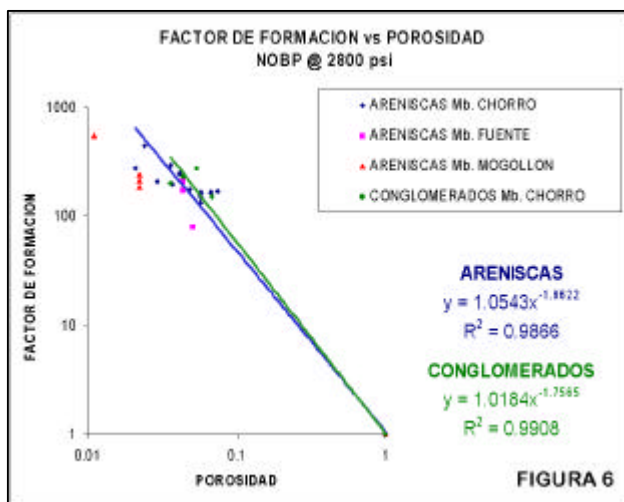
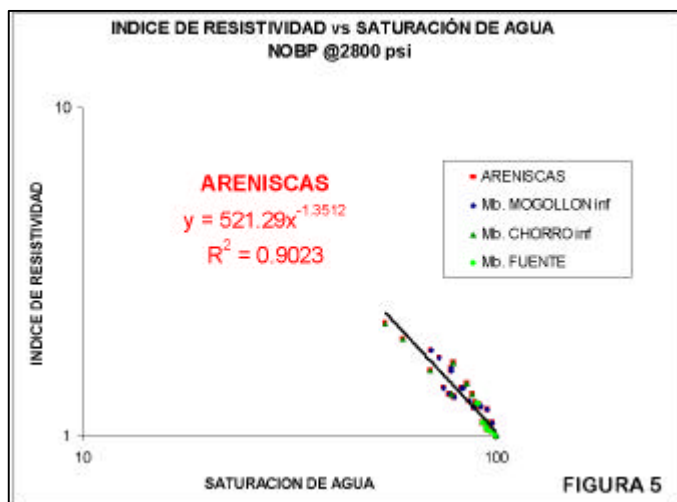
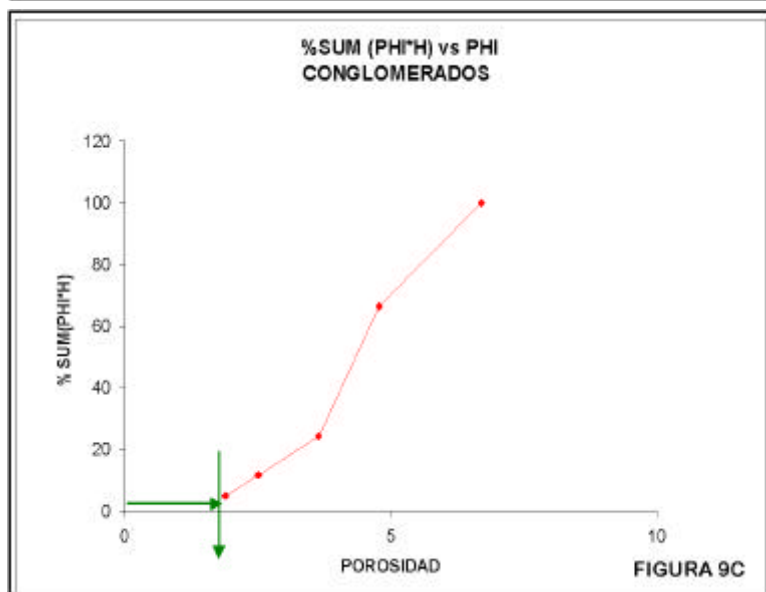
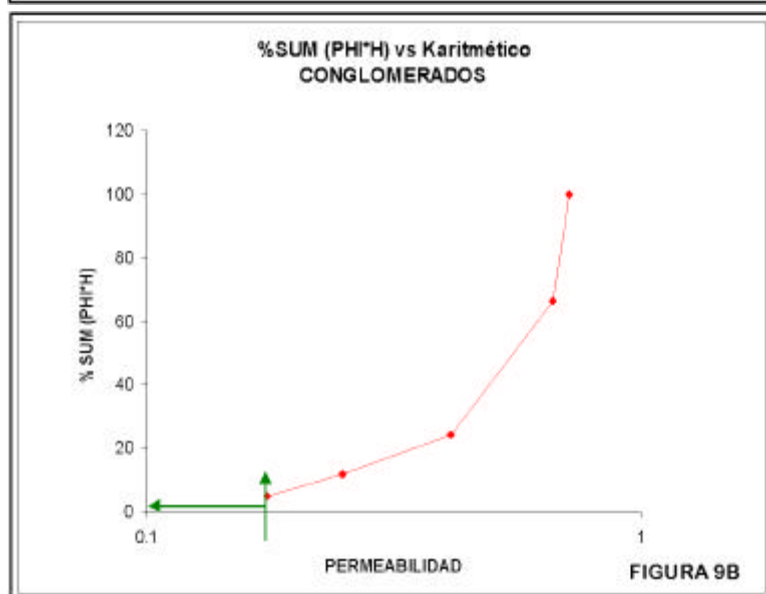
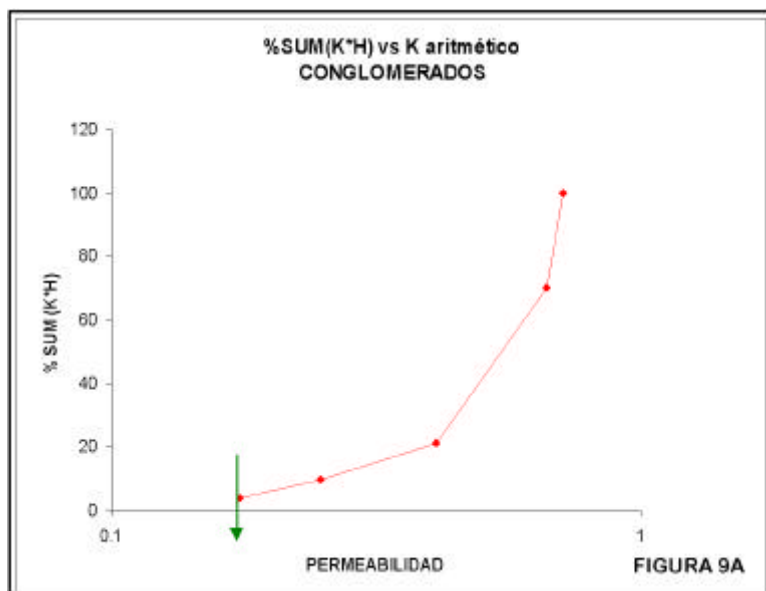
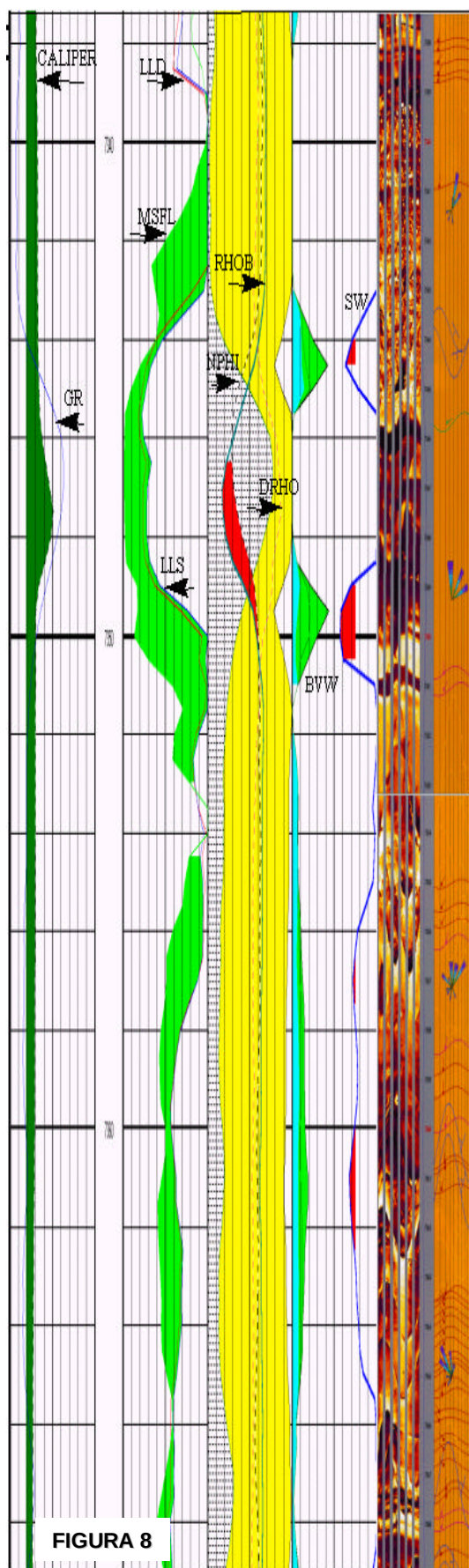
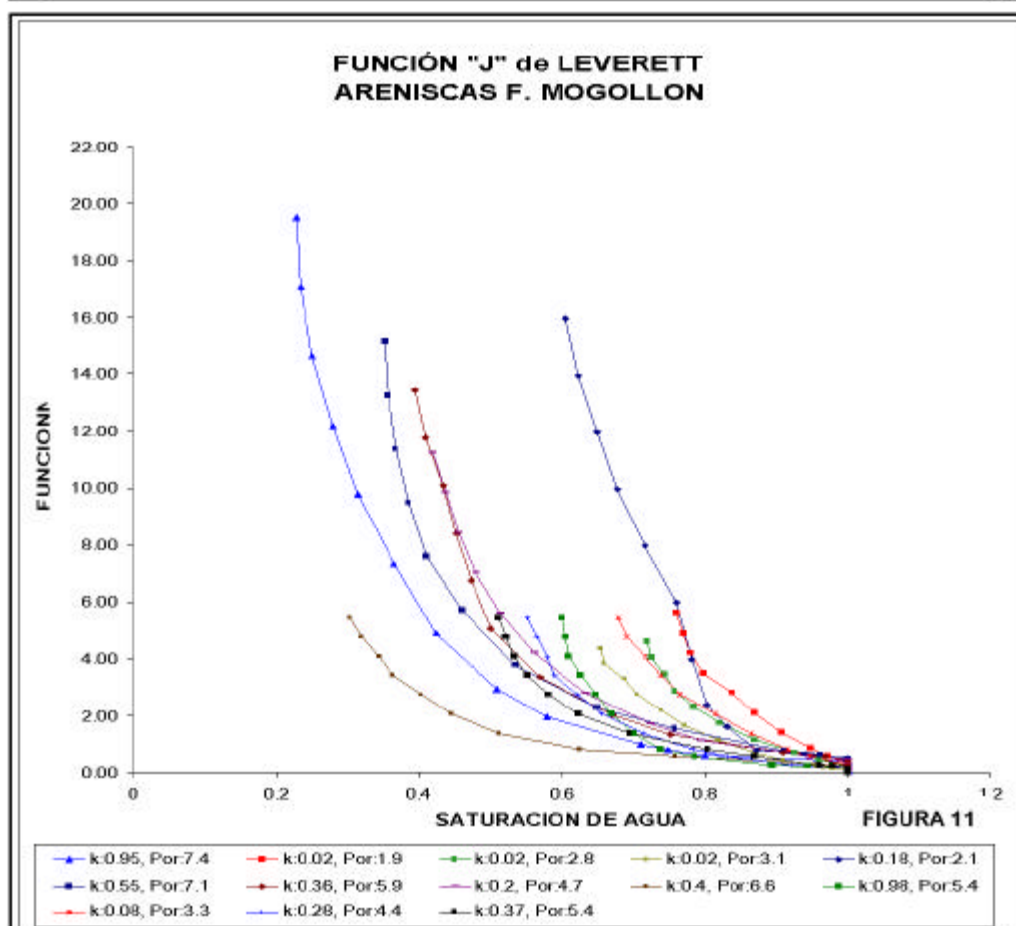
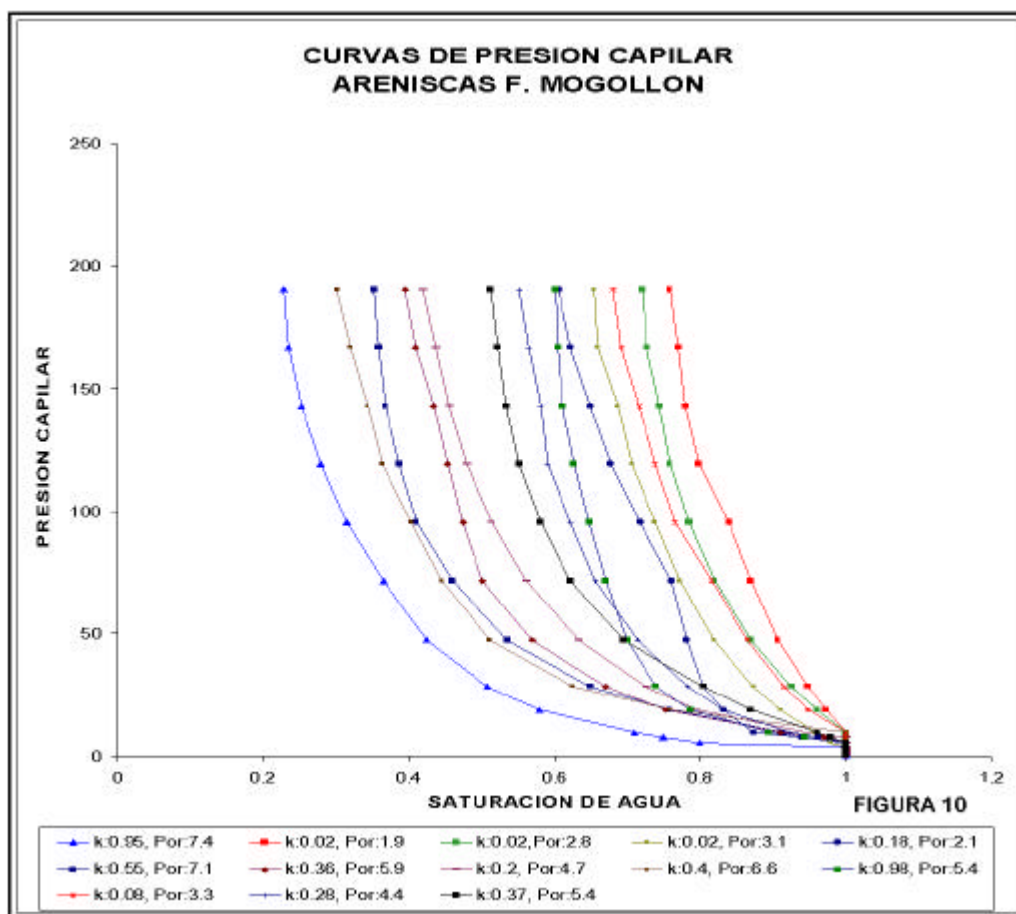


FIGURA 4







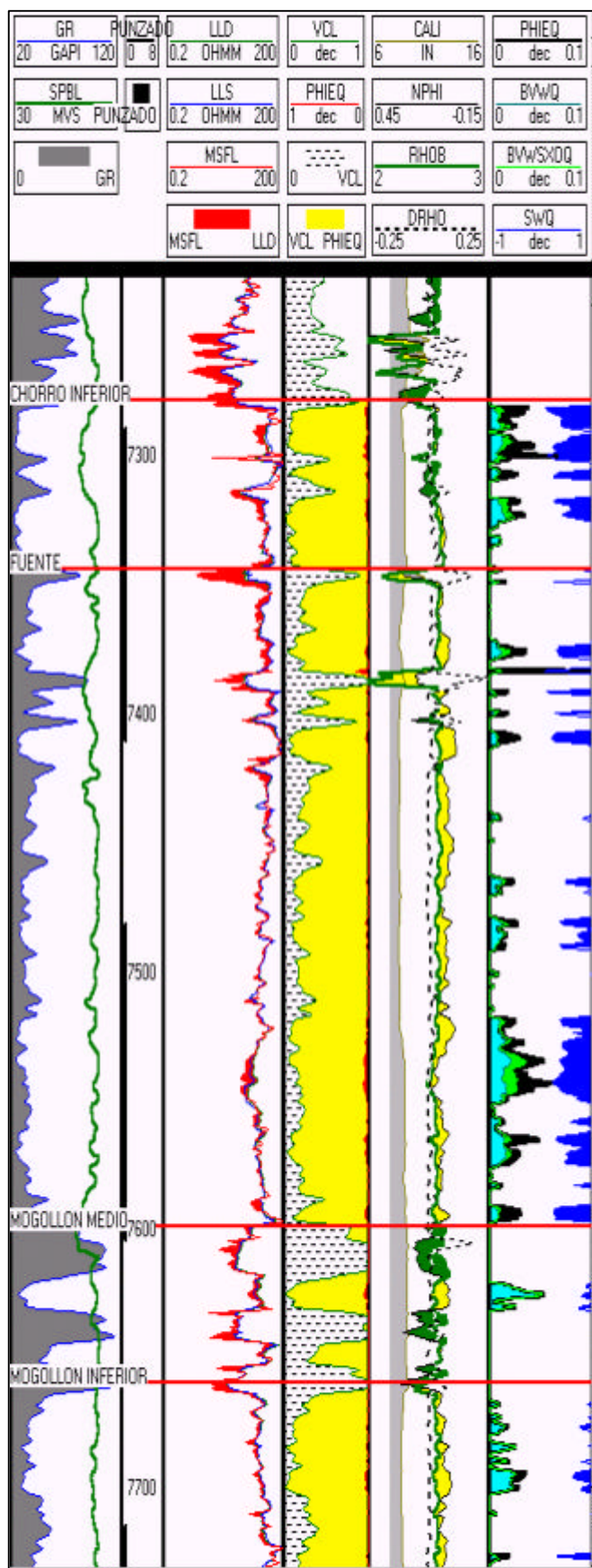
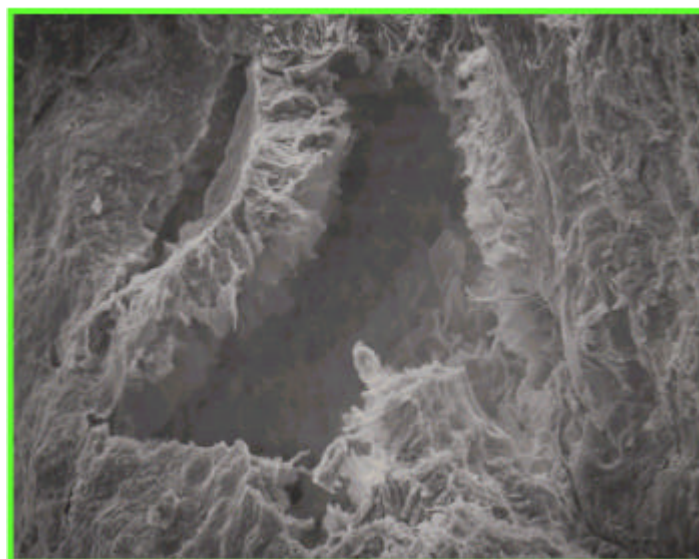
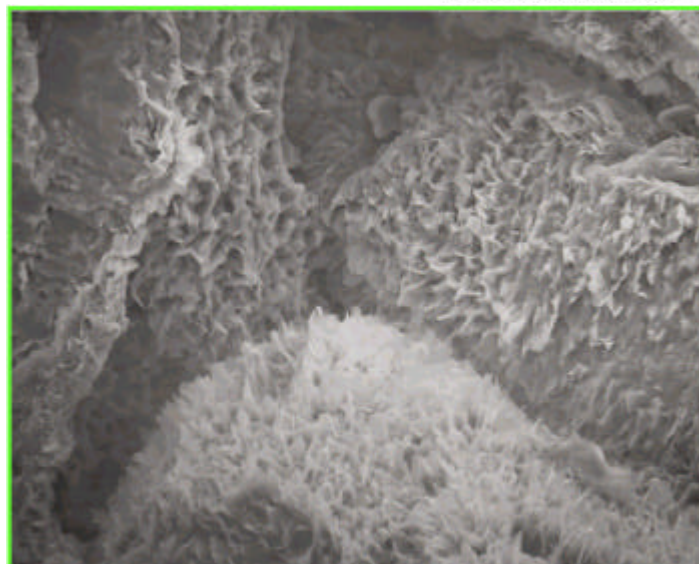


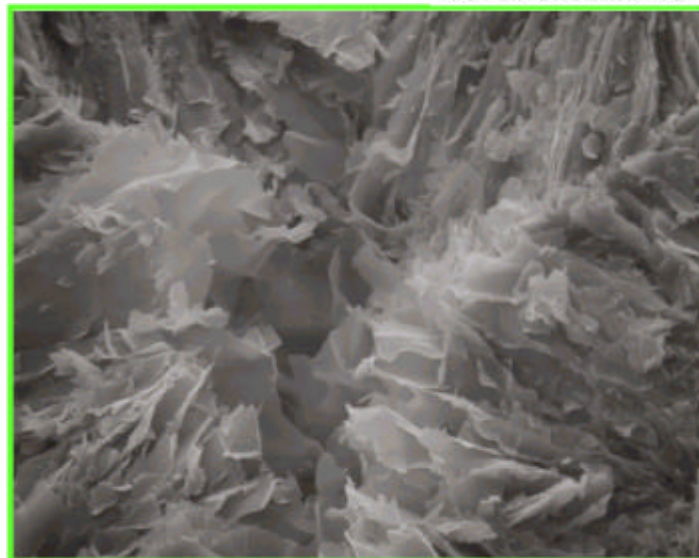
FIGURA 12



FOTOMICROGRAFIA 1



FOTOMICROGRAFIA 2



FOTOMICROGRAFIA 3