

CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DE RESERVORIOS A PARTIR DE LA DETERMINACIÓN DE LITOTIPOS

Aldo Omar Montagna, José Rojas Tejada. Perez Companc S.A. (Neuquén, Argentina)

RESÚMEN

Se presenta una metodología de trabajo dirigida a obtener la caracterización estática de reservorio en un yacimiento con un intenso desarrollo y con muy poca información de testigos corona, los mismos que corresponden a distintas unidades de flujo dentro de los reservorios presentes.

El método consiste en obtener de los perfiles de pozo abierto la suficiente discriminación como para poder diferenciar litotipos, la visualización de los resultados se puede efectuar mediante el gráfico de una columna litológica sintética, que definen la sucesión de eventos verticales que tienen respuestas comunes en los diferentes perfiles.

A partir de la elección de los perfiles de pozo abierto, se analiza la continuidad vertical de los mismos, básicamente se puede definir que en la medida que estos perfiles mantengan constantes los valores que corresponden a la formación que están estudiando, entonces también serán constantes las propiedades del evento al que se refieren.

La actividad que muestran los perfiles son una expresión de la presencia de los diferentes litotipos que pertenecen a una determinada formación.

Los litotipos así calculados fueron correlacionados con toda la información disponible a los pozos correspondientes y se determinó la variabilidad y su distribución tanto horizontal como vertical. A continuación se distribuyeron los valores de porosidad y permeabilidad en función de la relación que tienen con cada uno de los litotipos.

En este punto quedó definida la caracterización estática del reservorio en función del modelo que se ha elegido.

OBJETIVOS

- 1) Potenciar el análisis de perfiles en yacimientos con escasa y variada información de perfiles de pozos, y muy pocos testigos corona.
- 2) Obtener una metodología para determinar e identificar litotipos a partir de perfiles eléctricos de pozos.
- 3) Realizar una caracterización estática de reservorios utilizando como información base los litotipos obtenidos

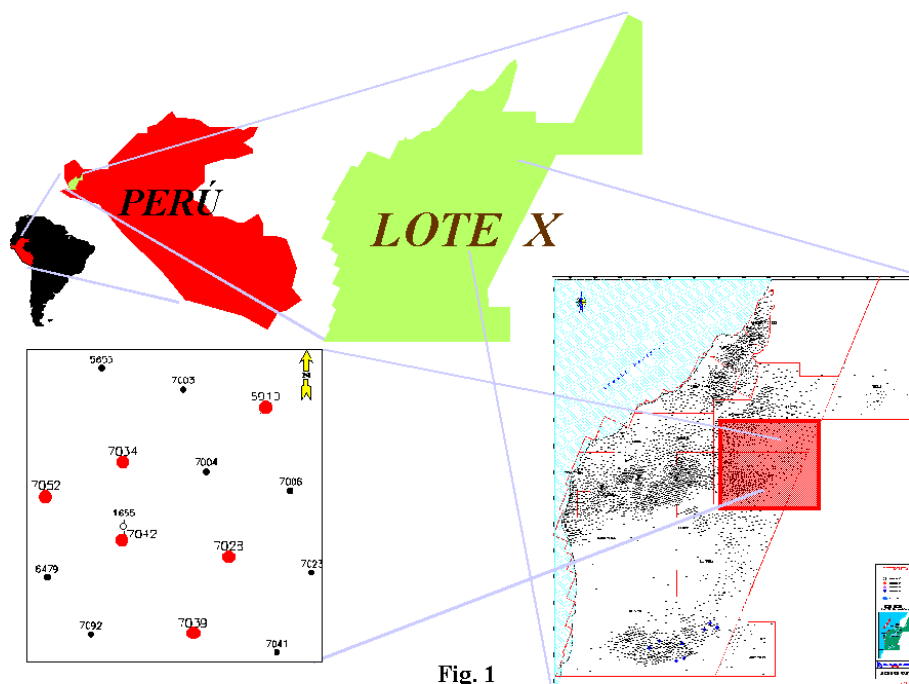
GENERALIDADES

Los pozos utilizados en este trabajo pertenecen a los yacimientos Laguna Este–Zapotal, que están ubicados en la parte Media-Este del Lote X, provincia de Talara Departamento de Piura, República del Perú (Fig. 1).

La Figura 2 muestra la columna estratigráfica, y el perfil tipo de la Fm. Mogollón, sobreyaciendo ésta a la Fm. San Cristóbal e infrayaciendo a la Fm. Ostrea, todas pertenecientes al Eoceno Inferior.

Las áreas de Laguna Este - Zapotal fueron desarrolladas desde el año 1968 intensificándose en los años 1983-1989 llegando a perforar 256 pozos.

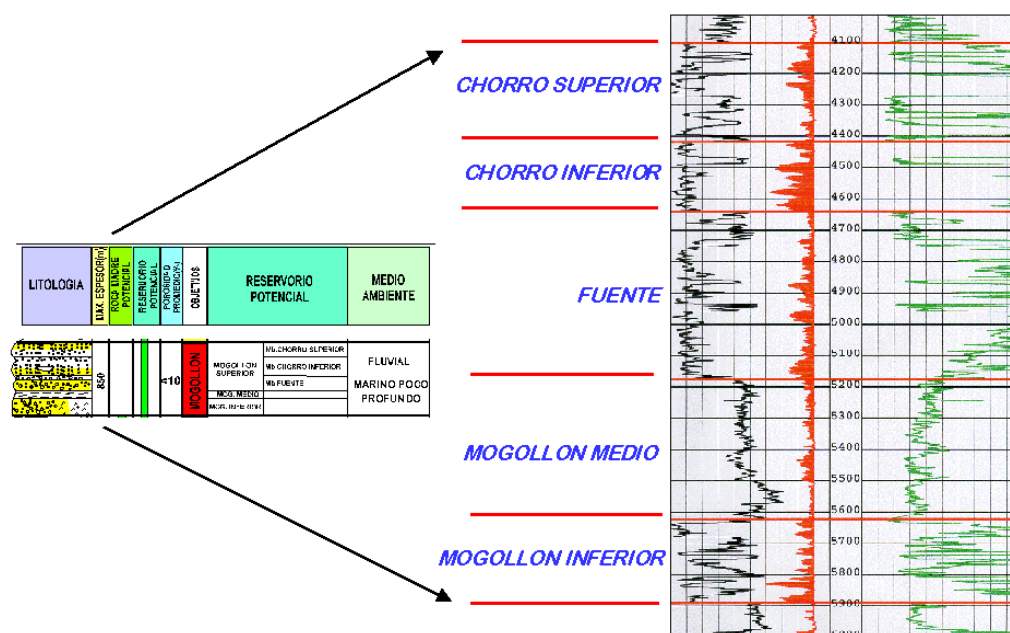
El desarrollo se efectuó bajo un patrón de 40 acres de área de drenaje por pozo.



CONSIDERACIONES GEOLÓGICAS

Desde el aspecto sedimentológico – estratigráfico, la Fm. Mogollón en los Campos Laguna Este – Zapotal ha sido subdividida en tres Miembros: Mogollón Superior, Mogollón Medio y Mogollón Inferior. Los Mbs. Mogollón Inferior y Mogollón Superior corresponden a facies areno – conglomerádicas, mientras que el Mb. Mogollón Medio está relacionado a facies lutíticas.

Por su parte, a partir de sus características electrográficas el Mb. Mogollón Superior se ha subdivido en tres horizontes: Chorro superior, Chorro inferior y Fuente. En este intervalo estratigráfico fue desarrollado el estudio (Fig. 2).



Como rasgos geológicos importantes se pueden destacar:

- 1) Presencia de rocas sedimentarias de origen fluvio-marino (abanicos submarinos) con eje de depositación NE-SO y coalescencia de abanicos aluvionales perpendiculares al eje de depositación mayor.
- 2) Adelgazamientos ó engrosamientos de las unidades (posiblemente debidos al evento regional conformado por la discordancia Mogollón Medio – Mogollón Superior).
- 3) La falla inversa de Zapotal que ocasionó la repetición de la Fm. Mogollón en dicha área teniendo implicancia en el espesor bruto del reservorio.

Con respecto al ambiente de depositación, solo existe un estudio basado en núcleos y afloramientos de la Fm. Mogollón a nivel de la cuenca Talara con carácter de esquemático - generalizado realizado en el año 1975 por A.V. Carozzi y publicado a nivel internacional en el año 1983 por Carozzi - Palomino, lo que pone de manifiesto el grado de conocimiento sobre el tema, razón por la cual existen muchas incógnitas sobre los tipos de depósitos extensión, geometría, calidad etc.

J. Benito et al en el año 1997 (Caracterización de reservorios de la Fm. Mogollón en las áreas Central – Laguna – Somatito – Zapotal, Lote X, Talara, -informe técnico interno-), han tratado de incorporar con la identificación de electrofacies, cuerpos de respuesta similar, donde se propuso una existencia de una relación directa entre el ambiente de depositación, las características petrofísicas y la productividad.

En este trabajo se tomó el modelo de que la Fm. Mogollón es de origen Fluvio-Marina (Canales y abanicos submarinos) que se encuentran yuxtapuestos entre eventos isócronos (Lutitas marinas), con eje de deposición NE-SO, como aporte en la zona de estudio existe una componente transversal de depósitos de origen aluvional.

Con respecto a la estratigrafía, la Fm. Mogollón está definida Lito – bio - cronoestratigráficamente como secuencias de conglomerados, areniscas y lutitas que se encuentran dentro de la zonas palinológicas VIIIA, VII, y perteneciente al Eoceno Inferior.

En el presente trabajo la estratigrafía utilizada es la reconocida y que subdivide a la formación en tres miembros denominados: Mogollón Superior, Mogollón Medio, Mogollón Inferior. Teniendo el Mb. Superior tres Horizontes electrográficamente bien definidos Chorro Superior, Chorro Inferior, Fuente.

En el trabajo de Benito et al., la correlación efectuada basada en similitudes morfológicas de curvas de pozo, permite apreciar que las unidades electrográficas son horizontes heterogéneos en todas sus magnitudes resultando el espesor y las variaciones laterales los cambios areales mas notorios.

DETERMINACIÓN DE LITOTIPOS

Del análisis de las coronas presentes en algunos de los pozos se puede observar muy claramente que existen diferentes tipos de litología y que las mismas tienen su correspondiente expresión en los perfiles de pozo. Los litotipos aquí obtenidos son una representación del grado de actividad que tienen las diferentes curvas de los registros de pozos.

Si un conjunto de curvas tiene una expresión constante durante un intervalo determinado, esto significa que las características del medio que están representando son constantes. Por el contrario, si la actividad de las curvas está constantemente cambiando, significa que las características del intervalo al que están representando (litología, petrofísica, fluidos, etc.), están también constantemente cambiando. (Fig. 3)

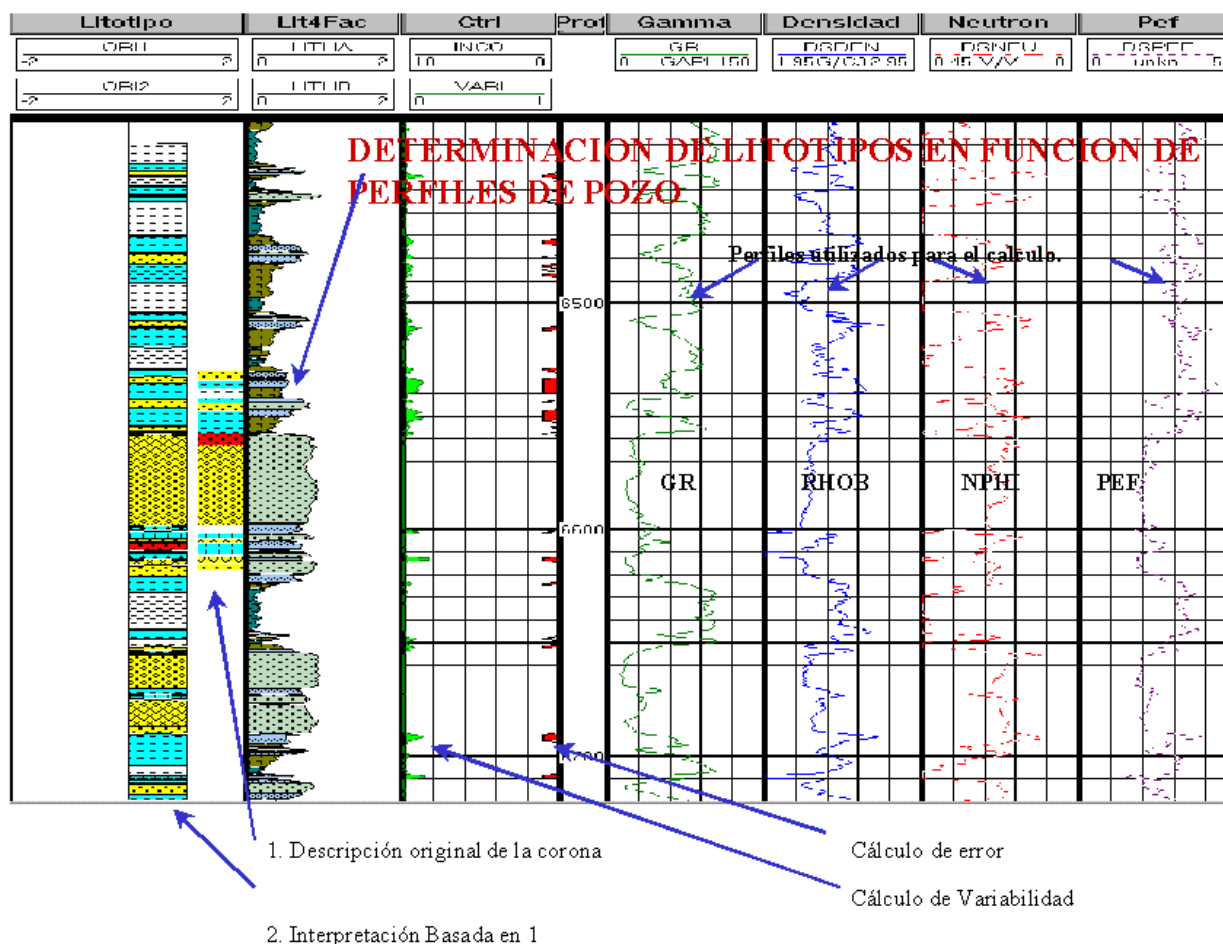


Fig. 3

De este modo la variación en la actividad de las curvas es una representación de la variación de algunas de las características que constituyen el medio que se está estudiando. En litologías constantes y con características petrofísicas sin variaciones y contenidos de fluidos también constantes, se obtendrá un solo juego de valores para todas las curvas que representen ese medio ideal.

El resultado de la determinación de litotipos mediante la utilización de perfiles de pozos son una serie de curvas que al graficarlas constituyen una representación visual de la distribución vertical de los litotipos, siendo la envolvente el promedio de la actividad de cada una de las curvas que le dieron origen (Fig. 4).

Los litotipos así determinados equivalen a la representación de los valores de las curvas utilizadas en un gráfico de interrelación de múltiples ejes en el cual se trata de colocar nubes de puntos que tengan características similares y que en el espacio tienen una ubicación determinada.

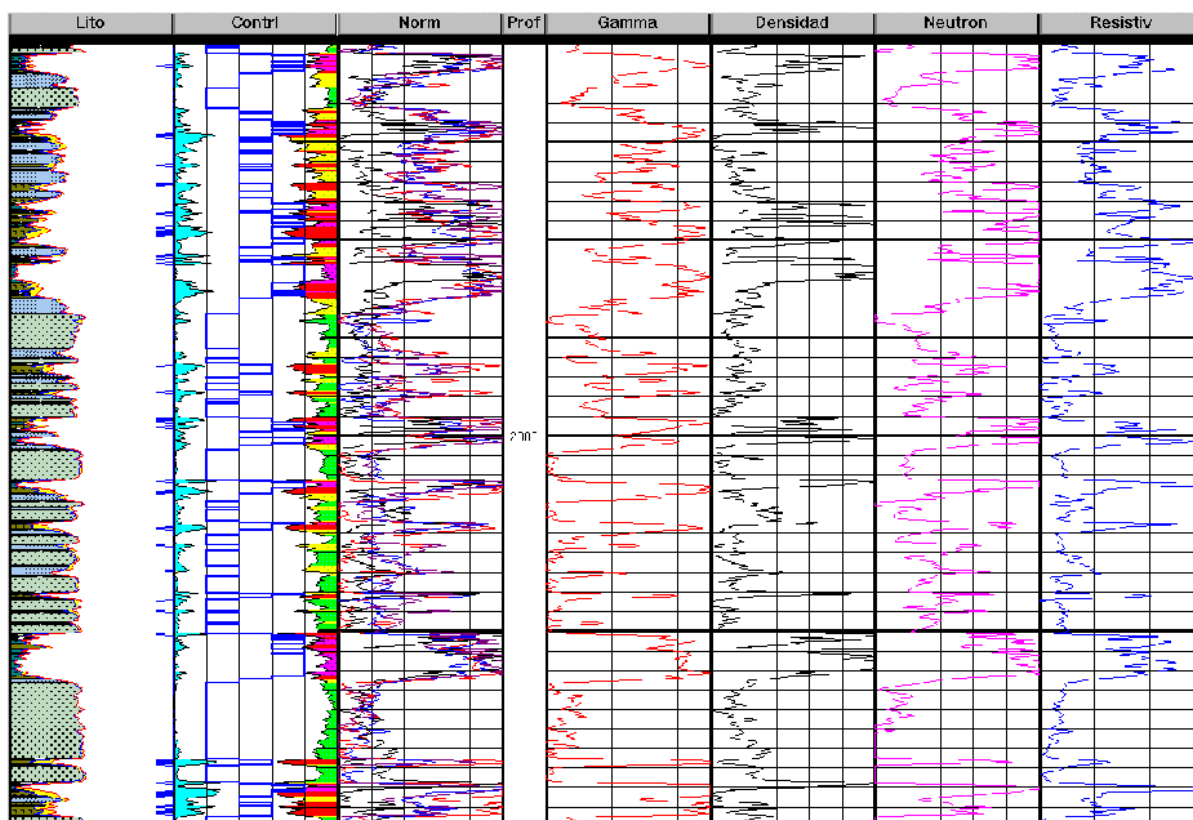


Fig. 4

METODOLOGÍA DE TRABAJO

Se escogió un área piloto con seis pozos, de los cuales dos tenían un intervalo coroneado dentro del Mogollón Superior. (Fig. 1)

La metodología empleada tiene tres etapas fundamentales

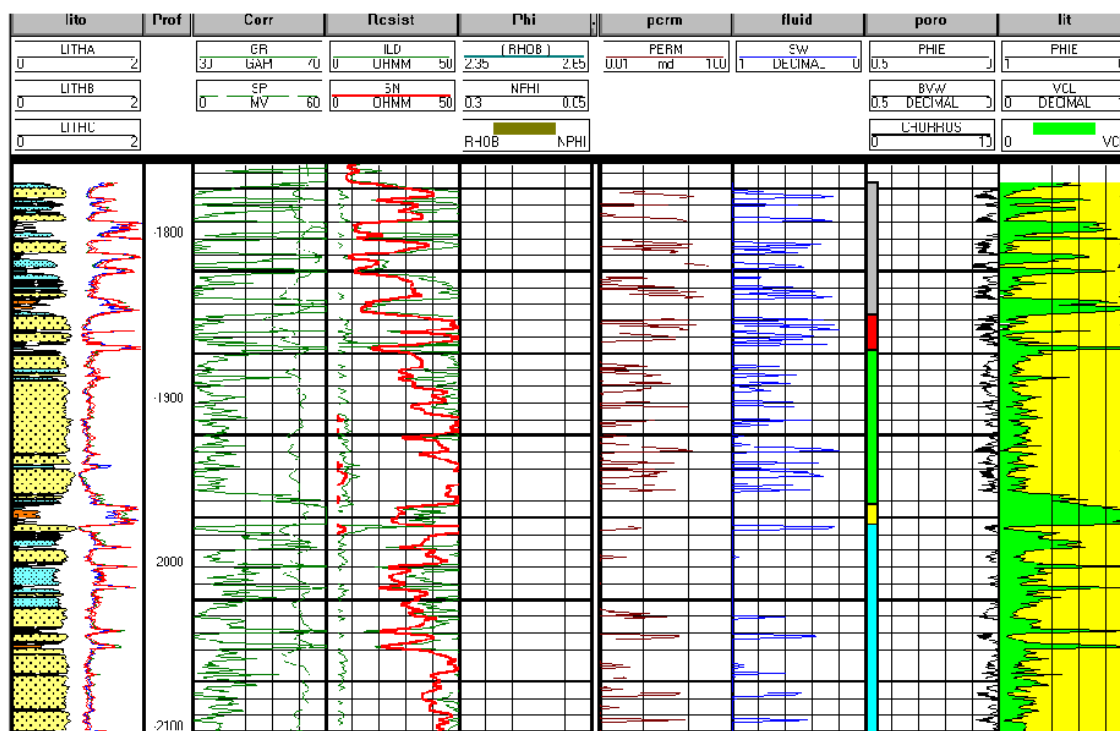
- 1) Interpretación de perfiles
- 2) Determinación de litotipos
- 3) Simulación geoestadística

1) Interpretación de perfiles.

El primer paso consistió en realizar una interpretación de perfiles para obtener el volumen de arcilla, porosidad, saturación de agua y permeabilidad. La figura 5 muestra uno de los pozos.

Volumen de Arcilla. De acuerdo a la clasificación de Dewan (1983), las arcillas predominantes en la Fm. Mogollón son las arcillas estructurales, resultando muy minoritaria la participación de arcillas laminadas y dispersas.

Las arcillas estructurales presentan forma detrítica entre los clastos, con tamaños equivalentes a agujas. Esto hace que la porosidad y la permeabilidad no se vean afectadas en gran medida. Sin embargo, presentan como característica la de producir una lectura menor de la herramienta de resistividad profunda por la presencia de agua asociada, lo que puede llegar a producir un valor de saturación de agua mayor para estos sedimentos.



Igualmente, el cálculo de Vcl a partir de perfiles de pozo no tiene en cuenta el tipo de arcilla, resultando los mejores indicadores de arcillosidad en los pozos presentes en el área de estudio el perfil de rayos gamma, el de potencial espontáneo y los gráficos de interrelación densidad – neutrón.

La comparación de los valores calculados con la medición de arcillosidad de las coronas entregó muy buenos resultados.

Porosidad. Dentro de esta etapa, el primer paso fue calcular la densidad de matrix. Estos valores de densidad de matrix fueron corregidos por correlaciones entre curvas de porosidades de coronas corregidas por compactación y curvas derivadas del perfil de densidad; obteniéndose los siguientes valores:

Mbo. Chorro Superior: 2.625 g/cm³

Mbo. Fuente: 2.635 g/cm³

Mbo. Chorro Inferior: 2.620 g/cm³ (areniscas)

Los valores de porosidad calculados a partir del perfil de densidad fueron comparados con las porosidades sónicas obtenidas a partir del perfil acústico, encontrándose muy pequeñas diferencias entre ambos.

También fueron comparados y ajustados con las porosidades obtenidas del análisis de coronas (Fig. 6).

El último paso consistió en obtener valores de porosidad efectiva (Ph_{ie}) corregida por arcillosidad.

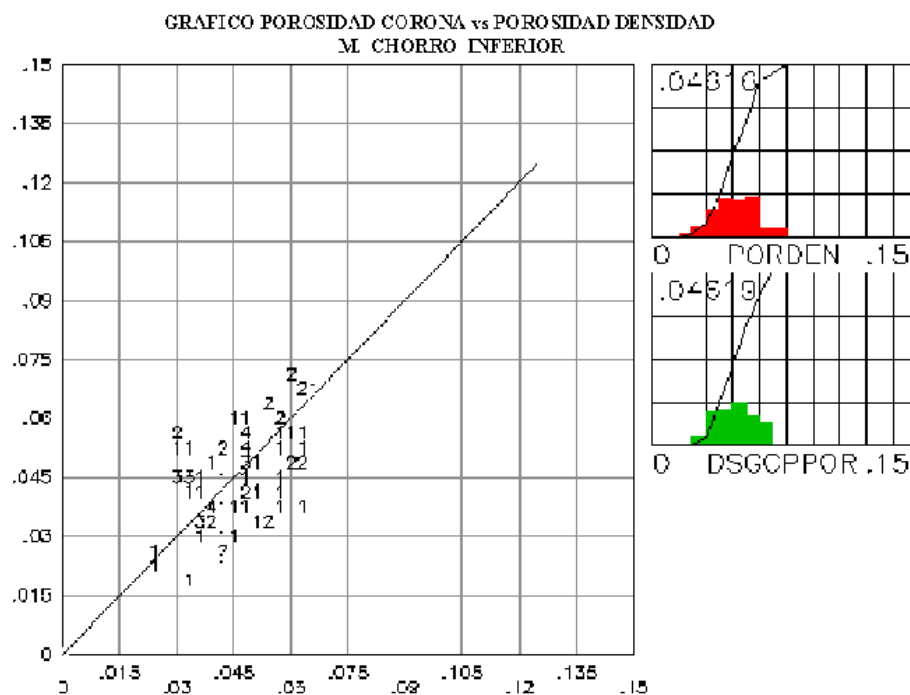


Fig. 6

Saturación de Agua. En este paso, de los análisis químicos de distintas muestras de agua de formación de los pozos del área Laguna-Zapotál se determinó un total de sólidos disueltos de 11880 ppm de NaCl equivalentes, lo que arroja un valor de R_w de 0.27 ohmm a la temperatura de formación (140 °F).

A partir del índice de resistividad se obtuvo un valor de exponente de saturación (n) de 1.36 a condición de sobrecarga (@ 2800 psi).

Por su parte, de la ecuación de factor de formación se obtuvieron los siguientes valores de exponentes de porosidad:

- Mbo. Chorro Superior: 1.40
- Mbo. Fuente: 1.61
- Mbo. Chorro Inferior 1.40 (areniscas)
- Mbo. Chorro Inferior: 1.71 (conglomerados)

Estos valores fueron corroborados con el diagrama de Pickett para capas acuíferas. Con estos parámetros definidos se procedió al cálculo de Saturación de Agua utilizando la ecuación de Indonesia.

Permeabilidad. Para predecir rangos de índice de permeabilidad absoluta en las areniscas y conglomerados de la F. Mogollón, se utilizó un método semicuantitativo basado en perfiles de pozos.

En este método se empleó la metodología originalmente diseñada por Coates & Dumanoir, parcialmente modificada para permitir un rango más amplio de tipos de rocas. En este método la condición de Sw_{irr} no se requiere como parámetro de entrada para los cálculos, ya que permite involucrar otros valores petrofísicos adicionales además de la porosidad, tales como: volumen de arcilla, resistividad de la formación, densidad y saturación de agua del reservorio.

Luego de la obtención de los valores de permeabilidad, se efectuó el cálculo de permeabilidades relativas y el corte de agua, y con estos valores calculados, se obtuvo el valor de la relación agua-petróleo. Para ello se representó las características de los fluidos y es función del factor de volumen del reservorio y de la relación de viscosidad agua-petróleo.

2) Identificación de litotipos.

Una vez obtenidos los parámetros petrofísicos (porosidad, permeabilidad, saturación de agua, volumen de arcilla), se procedió a realizar la determinación de litotipos (Fig. 5). Para ello se hizo un detallado

análisis del conjunto de perfiles a pozo abierto presente en cada uno de los pozos involucrados, tomando en consideración la actividad de las curvas; y se escogieron cuatro de ellos. De esta forma, los perfiles utilizados fueron:

Pozo 5910: GR, RHOB, NPHI y LLS.
 Pozo 7028: GR, RHOB, NPHI y LLS.
 Pozo 7034: GR, RHOB, NPHI y LLS.
 Pozo 7039: GR, RHOB, NPHI y LLS.
 Pozo 7042: GR, RHOB, NPHI y DT.
 Pozo 7052: GR, RHOB, NPHI y LLS.

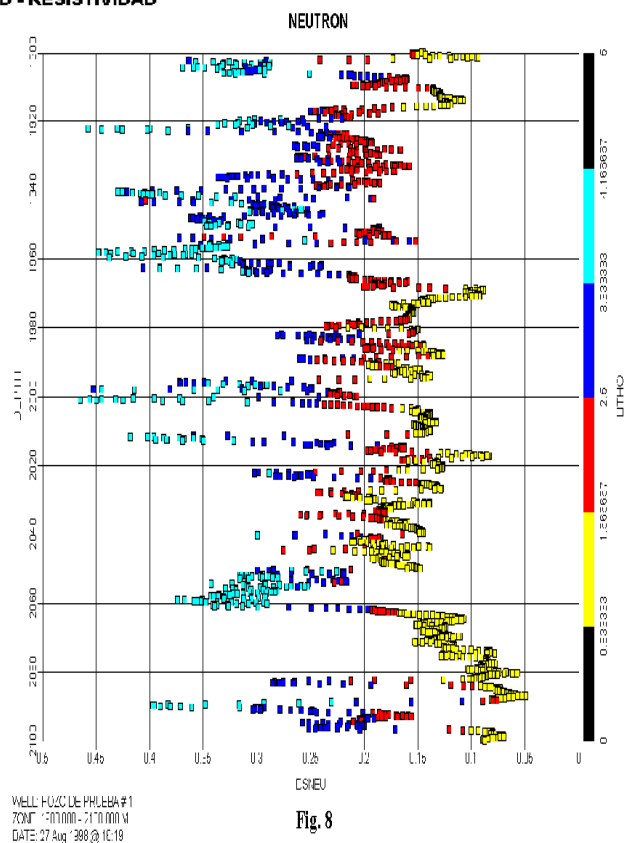
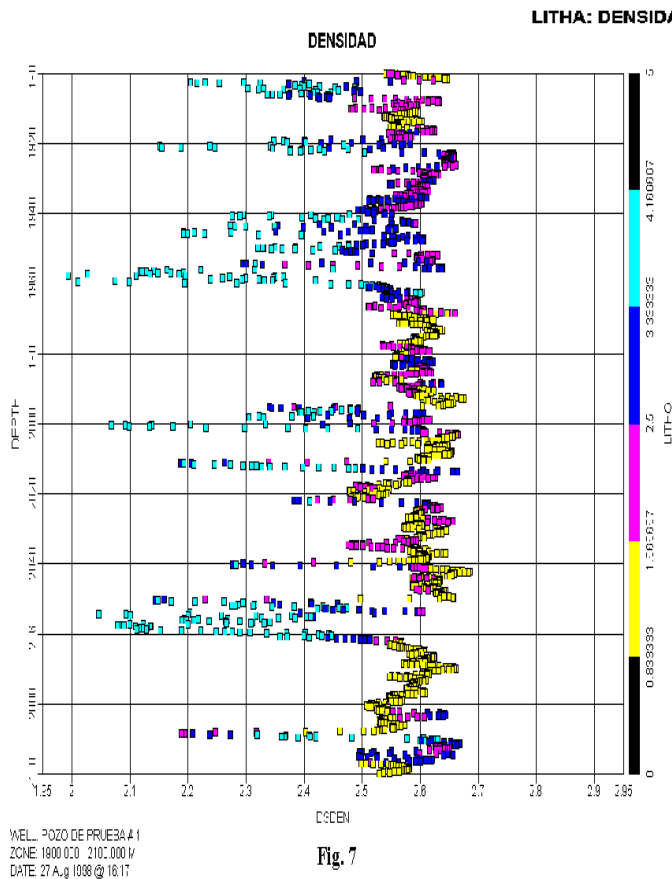
Después de una serie de ajustes, se llegó a la conclusión que trabajando con el logaritmo de la curva de resistividad (LLS), se obtienen mejores definiciones. A pesar que la curva de resistividad somera puede verse afectada por la presencia de agua en la formación, en el caso de la Fm. Mogollón este efecto no es tan severo. Si a esto se le suma el hecho de que el rango de variación de resistividad entre los intervalos arcillosos y arenosos presentan grandes diferencias de medida, hace que la aplicación de este perfil resulte confiable.

Del análisis se determinaron cuatro litotipos a lo largo de todo el intervalo estudiado. Las características fundamentales son:

- Los litotipos tienen una determinada distribución en el espacio. Estos no son consecuencia de un valor de corte, sino que dentro de los perfiles que fueron utilizados para su generación se ubican en lugares y espacios diferentes. En las figuras 7, y 8 se muestra como ejemplo cada litotipo (identificado con distintos colores), tienen su "lugar" bien diferenciado en los perfiles de densidad y neutrón.

Por su parte en las figuras 9 a 12 muestran como cada litotipo (en este caso el litotipo A), también ocupan una posición diferencial dentro de los gráficos de interrelación de los perfiles utilizados para su determinación (cross plots densidad – resistividad); mientras que en la Fig. 13 se observa todos los litotipos dentro del mencionado gráfico.

La Figura 13 representa la distribución de los litotipos dentro del gráfico de interrelación Densidad – Resistividad. Idéntica respuesta se encontró en los cross plots Densidad – Neutrón y Neutrón – Resistividad, lo que confirma que cada litotipo tiene su propio lugar en el espacio.



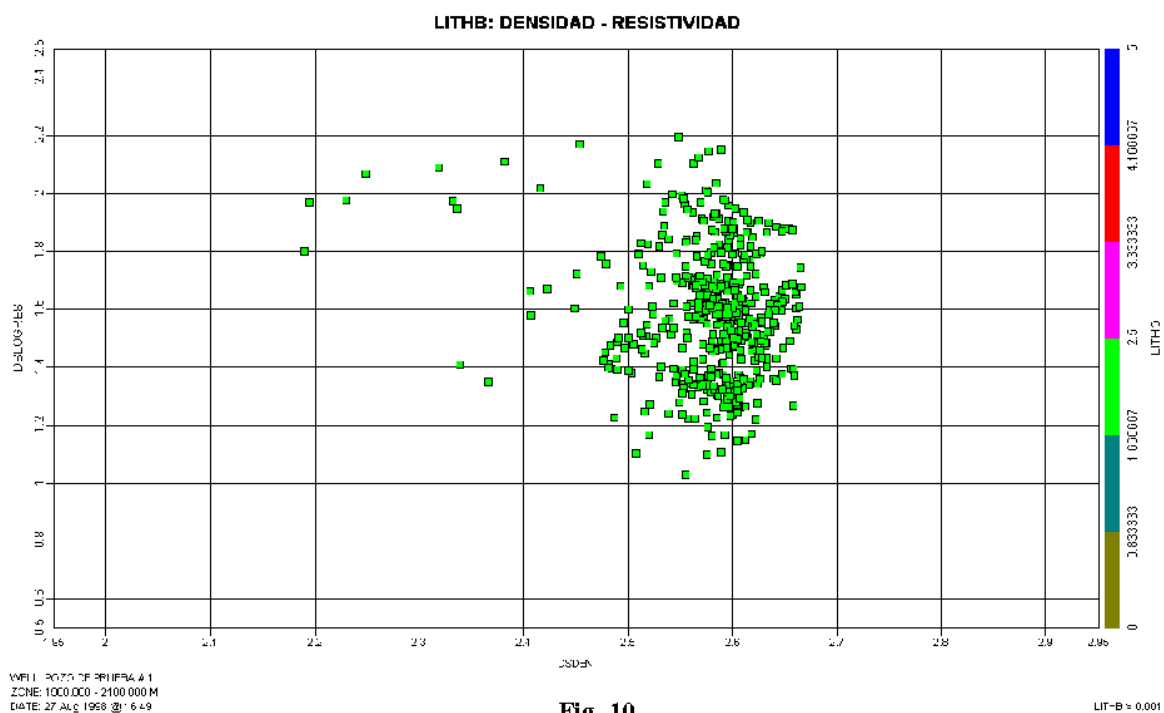


Fig. 10

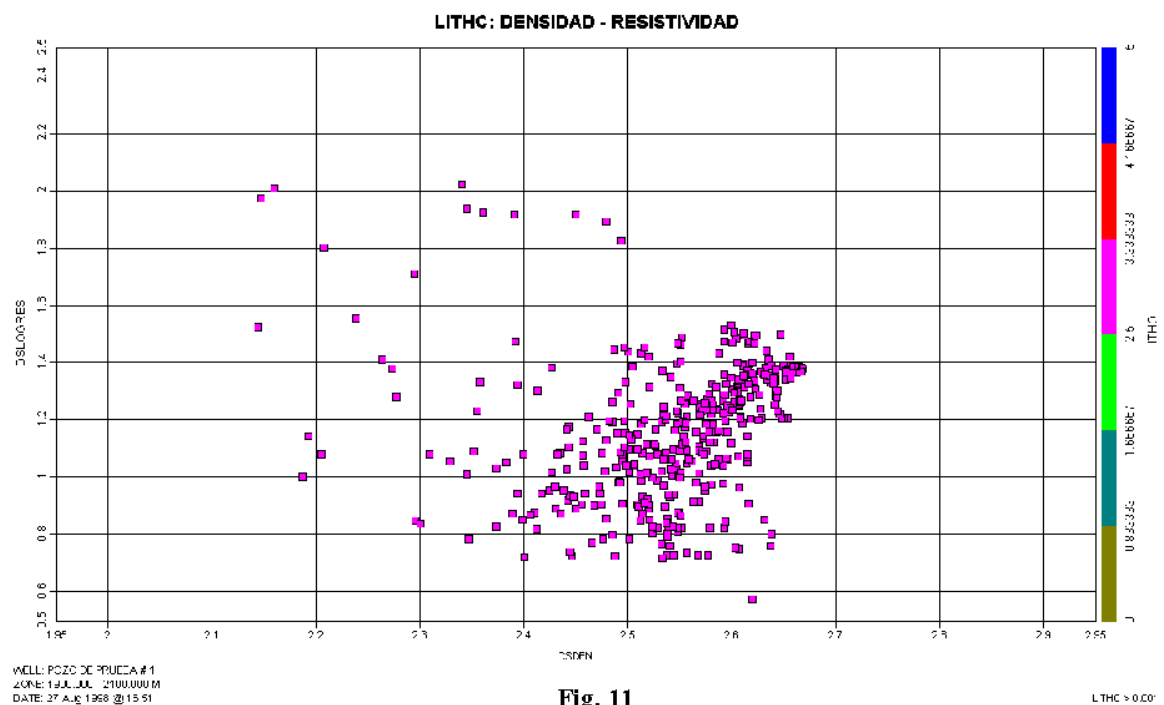


Fig. 11

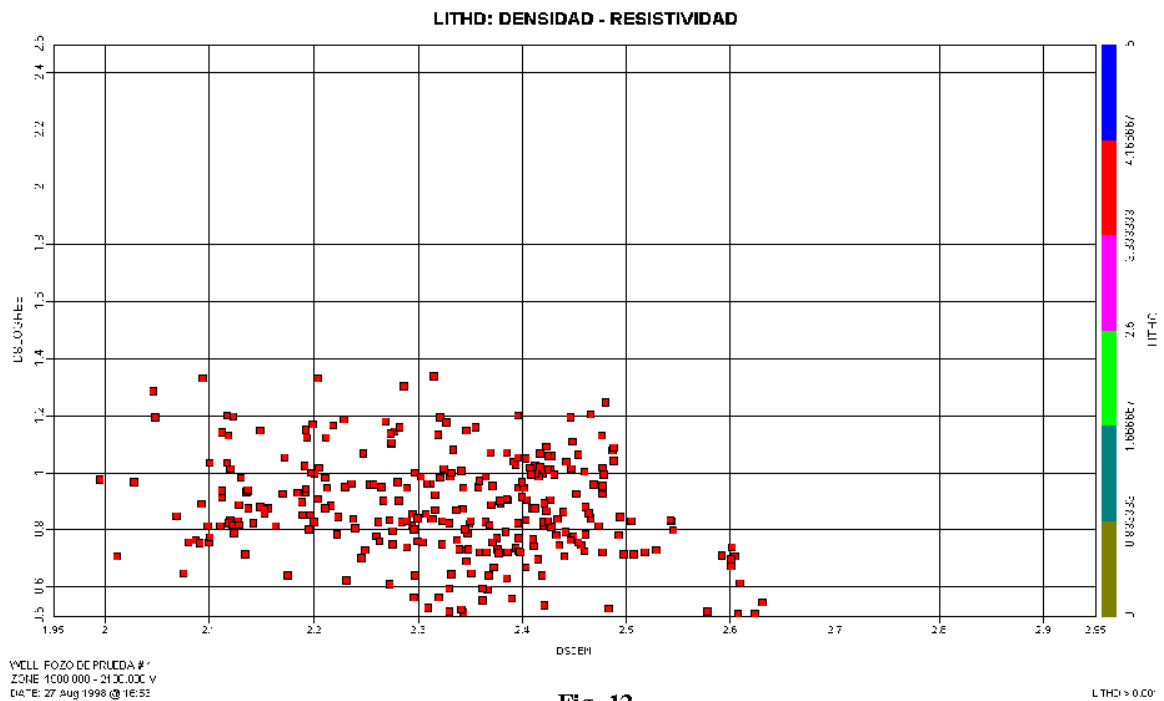


Fig. 12

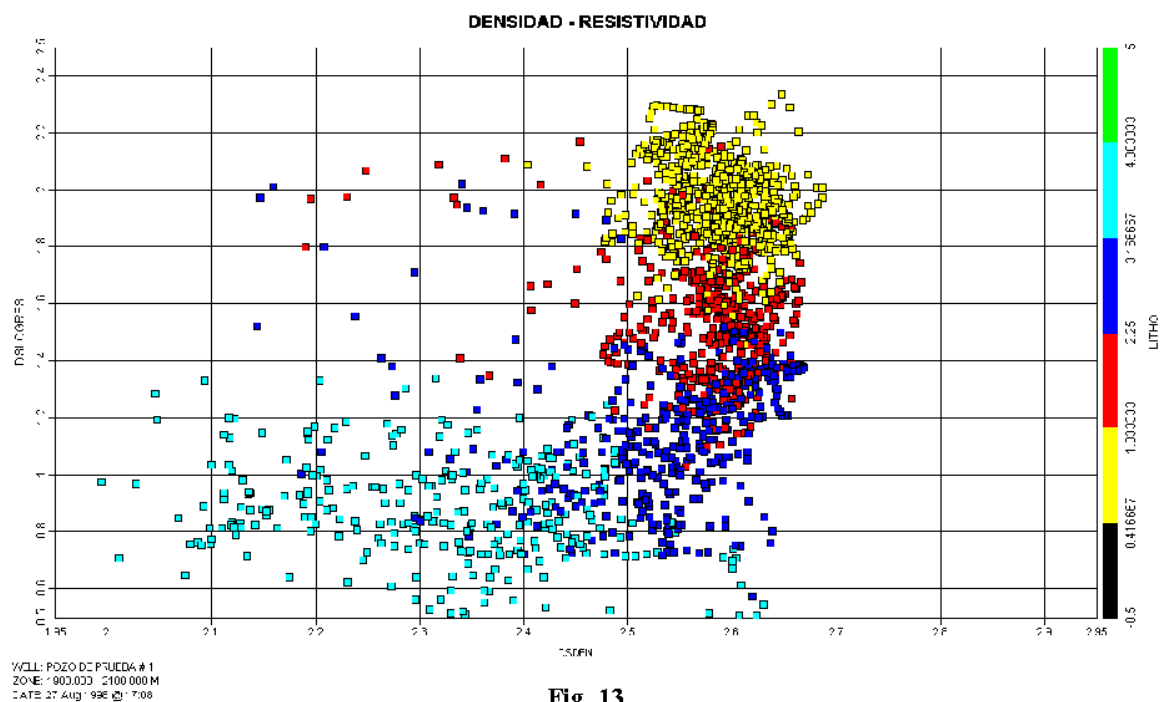


Fig. 13

- b) En los intervalos coroneados se ha obtenido un buen grado de correlación entre los litotipos y las facies obtenidas de la descripciones de las coronas, lo que permitió extenderlos a los tramos no coroneados y a los pozos sin testigos coronas (Figs. 4 y 14). Esto fue la validación de los litotipos calculados.

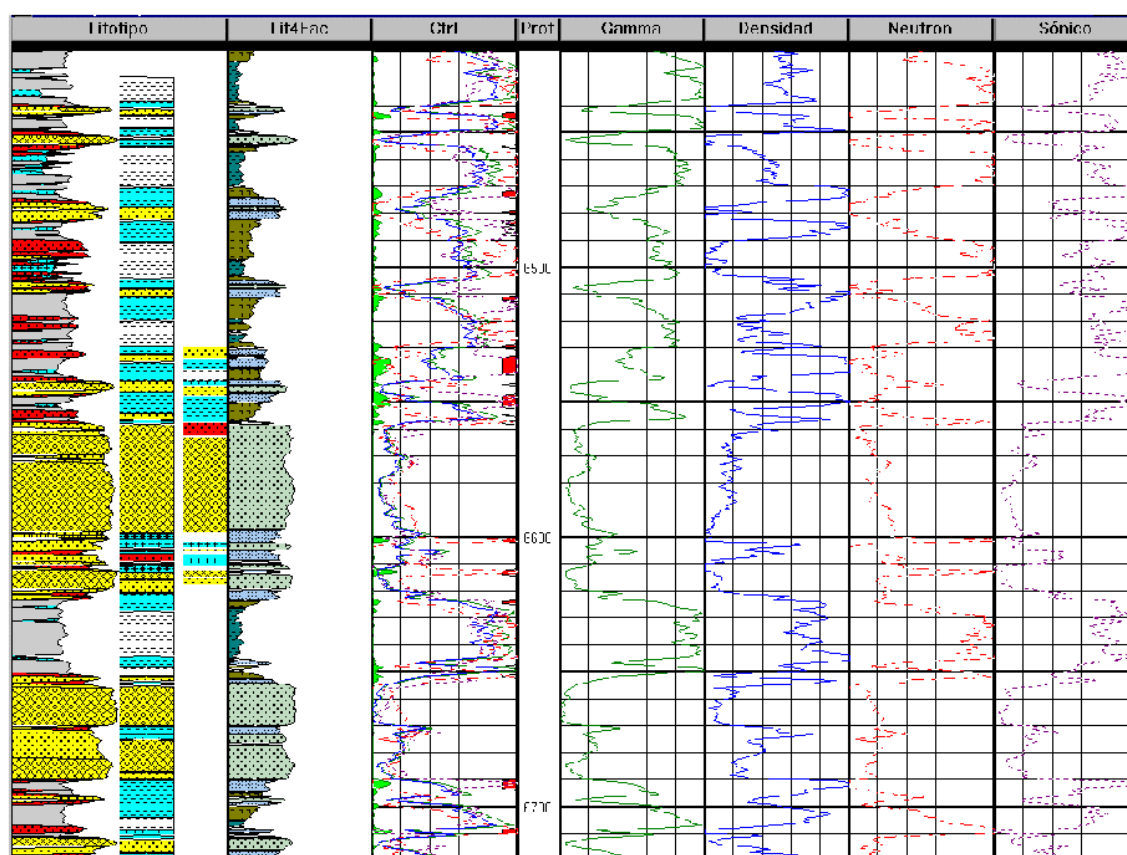


Fig. 14

La Fig 5 muestra uno de los distintos pozos evaluados con los litotipos calculados, la curva de coherencia, los perfiles primarios utilizados y las curvas de parámetros petrofísicos obtenidas.

3) Simulación geoestadística.

El próximo paso en el desarrollo del trabajo consistió en el tratamiento geoestadístico de toda la información obtenida (porosidad, permeabilidad y litotipos). Una vez realizada la interpretación de perfiles y la determinación de litotipos, se contó con el siguiente conjunto de datos para cada pozo: Porosidad, Permeabilidad, Saturación de Agua, Volumen de Arcilla y litotipos.

Con esto, se realizó una simulación geoestadística. Para ello se analizó cada unidad litoestratigráfica de interés para distribuir los litotipos (conjunto de litofacies caracterizadas por idénticas propiedades), y las características petrofísicas (porosidad y permeabilidad), entre los pozos presentes en el área de estudio. La simulación geoestadística de litotipos fue llevada a cabo utilizando un algoritmo gaussiano truncado.

Una vez que todas las unidades fueron simuladas, el reservorio fue reconstruido, obteniéndose un modelo de celdas. Para ello se definió una grilla de referencia en tres dimensiones de 25m. x 25m. x 10 cm.. El intervalo en profundidad fue dado por el intervalo de muestreo de los perfiles (de los que se obtuvieron por una parte los litotipos y por otro lado los parámetros petrofísicos).

El flujo de trabajo una vez definida la grilla de referencia consistió en: Discretización de pozos, Obtención de curvas de proporción (horizontal y vertical, Figs. 15 y 16), definición del variograma y la simulación propiamente dicha.

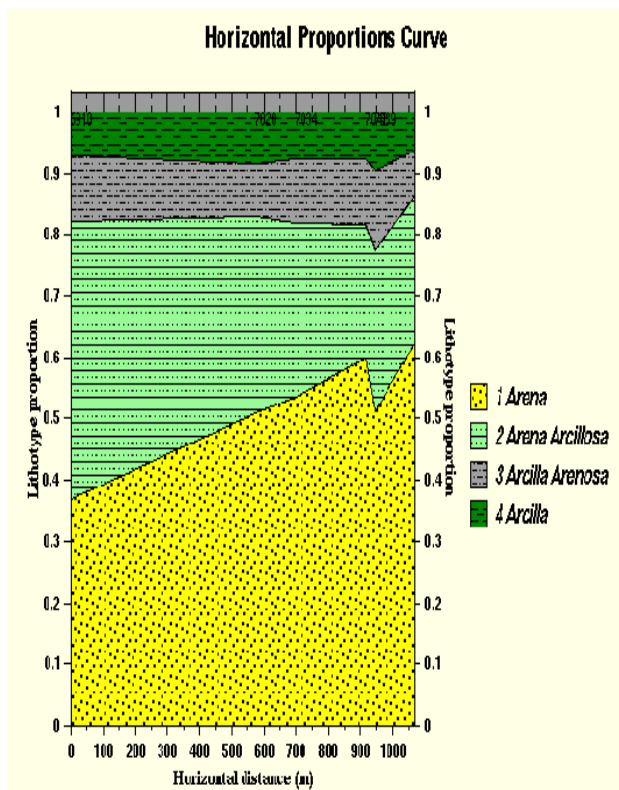


Fig. 15

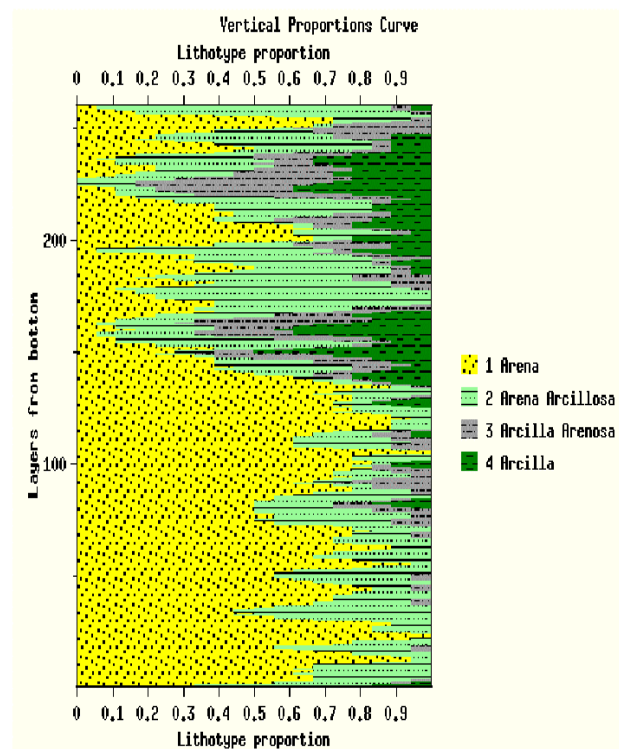


Fig. 16

Se definió una grilla de simulación, mediante la cual se atribuyeron valores a las celdas de esa grilla. Se comenzó con la asignación de litofacies, para lo cual cuando la ubicación de una celda coincidía con la trayectoria de un pozo, un litotipo era atribuido al centro de dicha celda. Cuando más de una facies coincidía con la celda, el litotipo asignado a la misma es aquel que “cae” en el centro.

Se obtuvo de esta manera una columna discretizada resultante que se ajustó lo máximo posible a la columna litológica de entrada (en este caso litotipos “ajustados” con información de testigos coronas). En todos los pozos discretizados se procedió a la distribución espacial de las litofacies. Esto fue un cálculo pozo por pozo, proyectado sobre cortes en cualquier dirección o en mapas.

A partir de las curvas de proporción horizontal (Fig. 15), se empezaron a observar lineamientos o “direcciones” dentro de la distribución de facies. En este punto comenzó a insinuarse una distribución facial en sentido NE – SW, con una mejor calidad de roca en el extremo nororiental del área estudiada.

Por su parte, la curva de distribución vertical (Fig. 16), mostró en un diagrama de barra la distribución en profundidad de los porcentajes de todas las litofacies. Fue calculada línea por línea tomando como referencia el tope y la base de la grilla de simulación proporcional definida.

A partir de la curva de distribución vertical se resumió y cuantificó la información geológica contenida en la descripción de litofacies, y contribuyó al análisis sedimentológico. Luego se definió el variograma, que fue usado para caracterizar la distribución espacial de cada litotipo.

La simulación de distribución de litotipos (Fig. 17), porosidad (Fig. 18) y permeabilidad horizontal (Fig. 19) y vertical (Fig. 20), arrojó como resultado una realización del modelo estático. Esta realización tiene el mismo “peso” que el número “n” de realizaciones que se pueden desarrollar ante el cambio de cualquiera de los parámetros considerados (perfiles utilizados para la determinación de litotipos, parámetros en la interpretación de perfiles, direcciones de procesamiento, etc.).

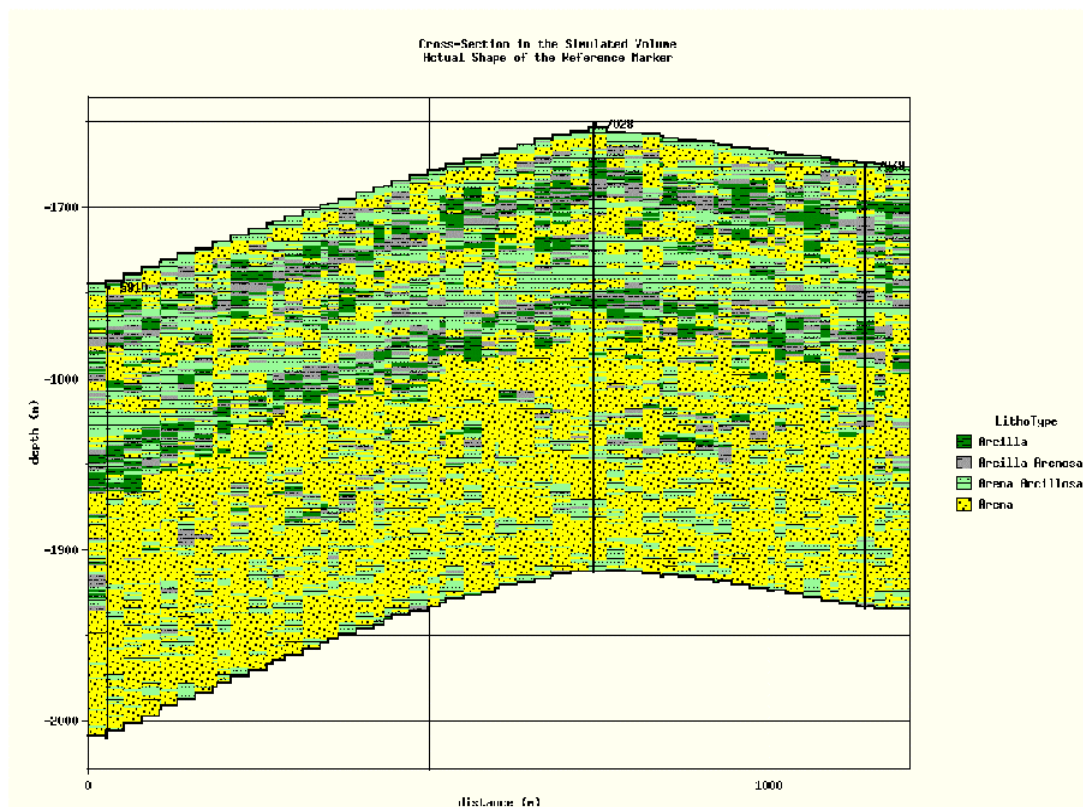


Fig. 17

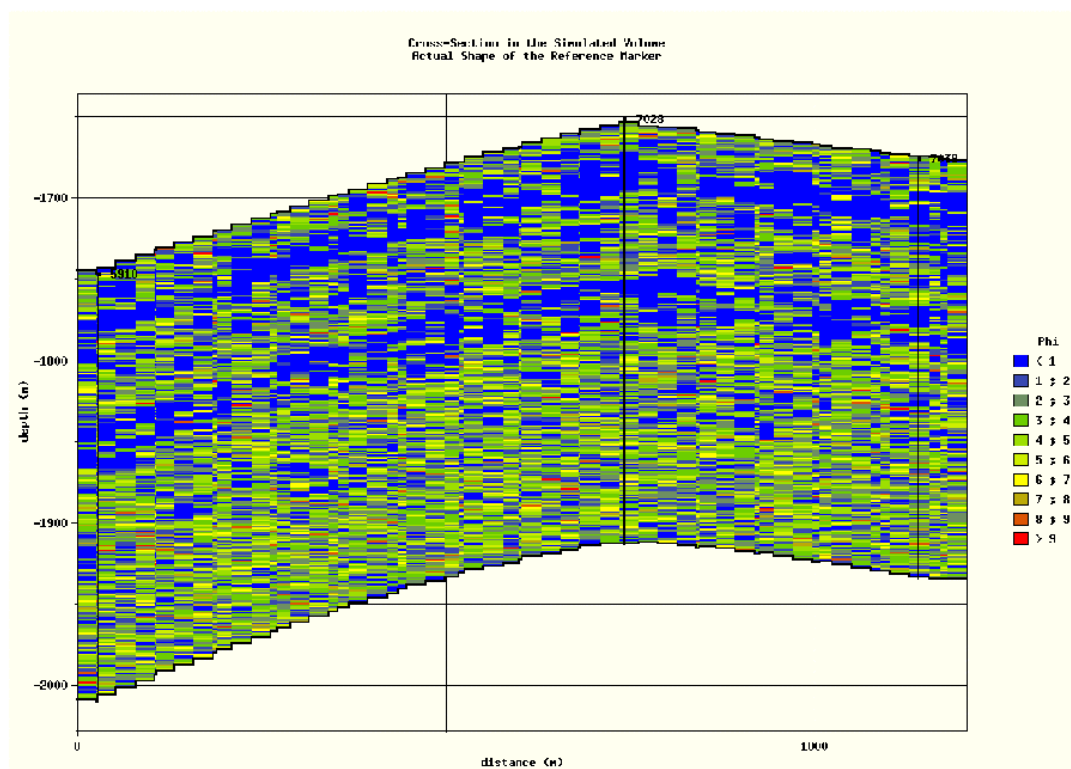


Fig. 18

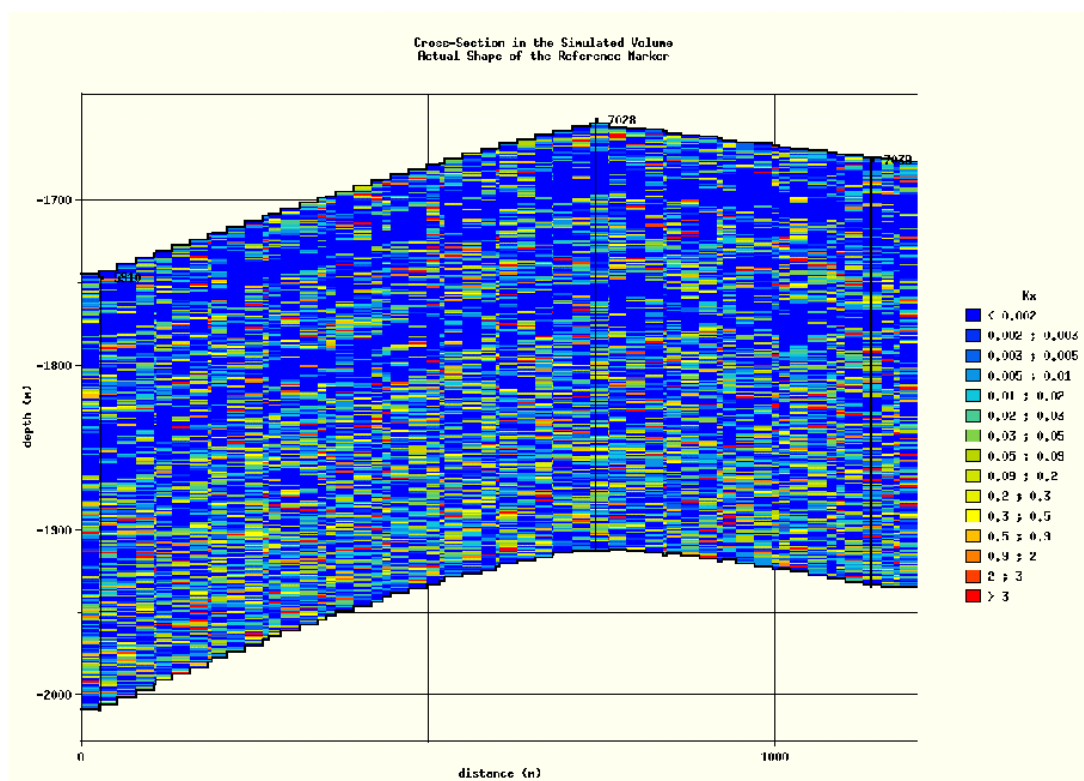


Fig. 19

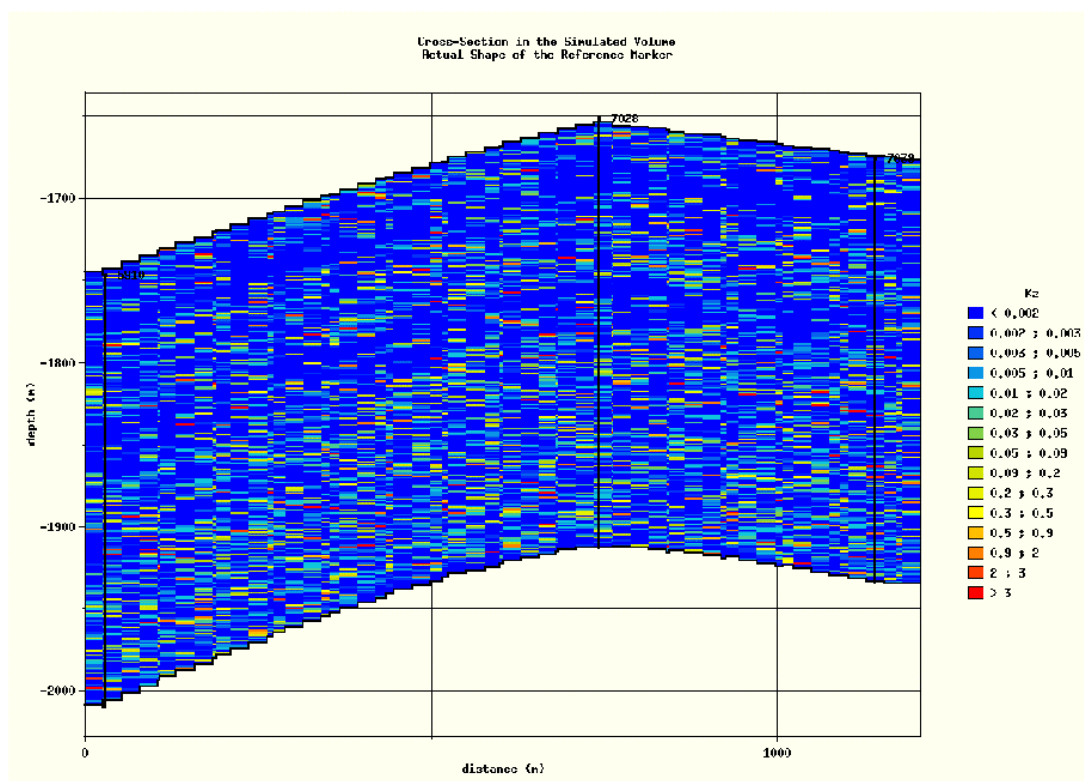


Fig. 20

En definitiva, esta realización, que está constituida por un volumen de celdas que contienen valores de permeabilidad, porosidad y litotipos, se encuentra lista para ser utilizada en un trabajo de caracterización dinámica de los reservorios estudiados.

CONCLUSIONES

- 1) Los autores presentan una herramienta que permite la determinación de litotipos y una metodología para caracterizar estáticamente los reservorios a partir de perfiles eléctricos de pozos.
- 2) Los litotipos obtenidos alcanzan una excelente correlación con aquellos determinados a partir del análisis de testigos coronas, lo que permite extender el conocimiento así obtenido a aquellos intervalos no coroneados o a los pozos sin dicha información.
- 3) La correlación lateral/vertical de estos litotipos ofrece una muy buena opción para determinar variaciones de parámetros petrofísicos y cambios faciales dentro del intervalo estudiado.
- 4) Se obtiene una caracterización estática del área en estudio que puede ser utilizada como punto de partida en un trabajo de caracterización dinámica del reservorio.

AGRADECIMIENTOS

Los autores quieren expresar su gratitud al Dr. Carlos Arregui por la lectura crítica del manuscrito. Asimismo agradecen a Perez Companc S.A. por el tiempo y material utilizado en la confección del presente trabajo.

BIBLIOGRAFÍA

- | | |
|--------------------------------|--|
| <i>Asquith G.</i> | Basic Well Log Analysis for Geologists. AAGP. 1983. |
| <i>Benito J. Et al.</i> | Caracterización de reservorios de la F. Mogollón de las áreas Central – Laguna – Somatito – Zapotal – Lote X – Talara. Informe Inédito. 1997 |
| <i>Beicip-Franlab</i> | HERESIM. Geology-Oriented Geostatistical Reservoir Modeling. 1998. |
| <i>Carozzi A., Palomino J.</i> | The Talara Forearc Basin, NW Peru: Depositional Models of Oil-producing Cenozoic Clastic Systems. Journal of Petroleum Geology, vol. 16. 1993. |
| <i>Gelot J. L.</i> | Introduction to Geostatistics and Stochastic Reservoir Modeling. Geomath. 1996. |
| <i>Halliburton</i> | Log Interpretation Charts. Houston. 1998. |
| <i>Palomino J., Carozzi A.</i> | Sedimentology and electric log interpretation of the Cabo Blanco Sandstone (lower Eocene). Talara Basin. NW Peru. Archives Sciences Geneve. 1979. |
| <i>Pirson S. J.</i> | Geologic Well Log Analysis. Gulf Publishing Co. 1998. |
| <i>Schlumberger</i> | Log Interpretation Charts. Houston. 1998. |
| <i>Serra O.</i> | Ambientes sedimentarios a partir perfiles de pozos. Schlumberger. 1980. |
| <i>Serra O.</i> | Estudios estratigráficos y tectónicos mediante perfiles de pozos. Schlumberger. 1998. |