

ELECTROFACIES: APOYO EN LA CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS

Luis P. Stinco¹, Tecpetrol S.A

¹luis.stinco@tecpetrol.com

Keywords: electrofacies, depositional environments, cluster analysis

Abstract: *Electrofacies: a support for reservoir characterization*

Inductive and deductive methodologies allow determining electrofacies in a wide variety of depositional environments. This paper presents the results obtained after applying such techniques in eolian sand dunes and interdune deposits, mouthbars, distributary channels, meanders and braided deposits developed within two different fields. Characteristic lithological variations observed in core data were used as input for calibrating the open hole logs (spontaneous potential, gamma ray, caliper, shallow-medium and deep resistivities, neutron, density, sonic and photoelectric factor). A number of procedures including editing and normalization of the log data were performed in order to prepare the data for being used in cluster analysis. K-means cluster analysis in n dimensions was used to define electrofacies which are entirely associated with the geological facies observed in the core samples. Additionally, porosity/permeability relationships were established according to the defined electrofacies. Finally, an example of a 3D distribution of the electrofacies performed in one field is shown. Results reveal the usefulness of applying this methodology for supporting reservoir characterization.

INTRODUCCION

En los yacimientos operados por Tecpetrol S.A., con la información de registros de pozo abierto, sistemáticamente se estiman variables petrofísicas tales como: porosidades, saturaciones, volúmenes de minerales-arcilla, permeabilidad y sus respectivos parámetros reducidos. Estas variables resultan fundamentales para generar los modelos geológicos e ingenieriles a partir de simuladores numéricos.

Sin embargo, en dos yacimientos ubicados en las Cuencas Neuquina (YCN) y de Maracaibo (YCM) respectivamente resultaba necesario contar con información adicional a la habitualmente computada. En particular, en estos yacimientos se procesó la información de registros a pozo abierto no solo aplicando metodologías deductivas sino inductivas también. Los resultados obtenidos a partir de las relaciones inductivas se calibraron con la información disponible de testigos corona determinándose electrofacies. Estas a su vez se vincularon con las facies geológicas reconocidas en los testigos.

De esta manera, fue posible determinar las diferentes electrofacies en todos los pozos de los respectivos yacimientos independientemente de la existencia de testigos corona. Asimismo, se reconocieron variaciones de desarrollo vertical y areal de las mismas que posteriormente fueron vinculadas con la información sísmica correspondiente.

METODOLOGIA

Doveton (1994) y Moss (1997), concuerdan en que el análisis de la información de registros de pozo puede efectuarse a través de métodos deductivos o inductivos. Los métodos deductivos vinculan la información de los perfiles con sus resultados a partir de ecuaciones que reflejan modelos preestablecidos consistentes desde el punto de vista matemático pero no necesariamente capaces de reflejar la variable geológica. Este tipo de análisis es el más frecuente y el que normalmente se emplea en la evaluación de formaciones.

Los métodos inductivos, por el contrario, se basan en el principio de la observación de la información y luego el tratamiento de la misma. En esta categoría se incluyen las metodologías asociadas con el análisis de variables múltiples.

Por su parte, el concepto de electrofacies implica al conjunto de respuestas de los perfiles que caracterizan a un estrato y que permiten distinguirlo de otros (Serra, 1987). Por lo tanto, en su definición se involucran aspectos cuantitativos (valor numérico del registro) y cualitativos (forma y actividad del perfil).

En la figura 1 se presentan los valores característicos encontrados en un pozo de la Cuenca Neuquina para tres litologías (arenisca, caliza y toba) expresados en función de los registros de Rayos Gamma (GR), densidad ($RHOB$) y factor fotoeléctrico (PEF). El uso de este tipo de gráficos permite diferenciar claramente la respuesta para cada litología y ajustar los parámetros de determinación de las electrofacies (Stinco, 2001)

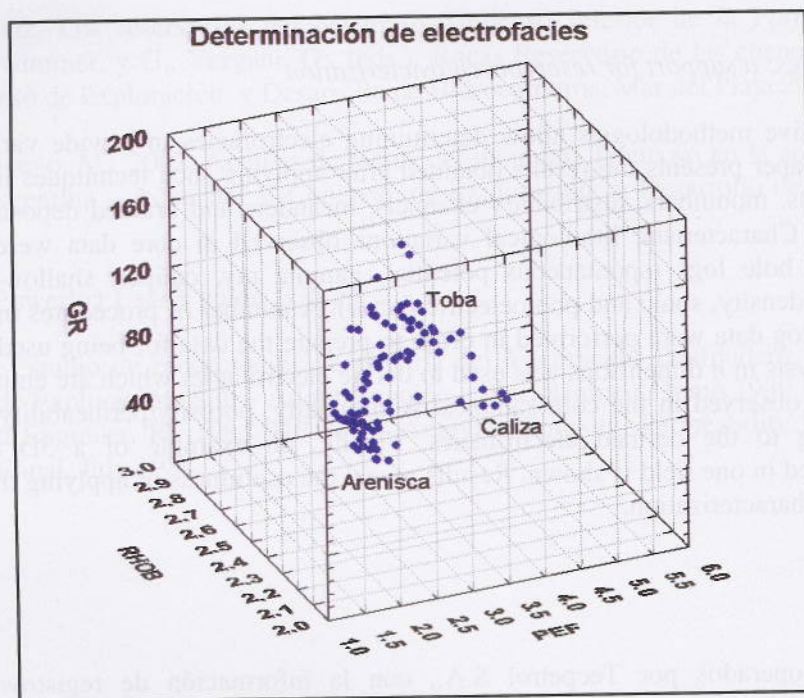


Figura 1: Determinación de electrofacies a partir del uso de Rayos Gamma (GR), densidad ($RHOB$) y factor fotoeléctrico (PEF) (Stinco, 2001)

Existe una relación directa entre las facies y las electrofacies. Los parámetros que constituyen las facies también están contenidos dentro de los elementos que conforman las electrofacies y, como lo señala Doveton (1994), filosóficamente, el origen de las facies es de carácter genético, en tanto que las electrofacies son fundamentalmente producto de la observación.

Para la determinación de electrofacies, autores como Serra (1987), Doveton (1994), Moss (1997), Elphick y Moore (1999) y Stinco *et al.* (2001) exponen la conveniencia de analizar la información de perfiles aplicando metodologías de análisis multivariado, en particular de análisis de agrupamiento (*clustering*) en n dimensiones, donde cada registro es una dimensión.

Análisis Multivariado

Dentro de las técnicas más utilizadas en el análisis multivariado encontramos al análisis de agrupamiento (*cluster analysis*), también denominado análisis de segmentación o análisis taxonómico. Conceptualmente, el análisis se sustenta sobre la base de que los datos se pueden agrupar según subconjuntos que difieren entre sí con un sentido determinado (Moss, 1997). En particular, dentro de un marco geológico apropiado, al utilizar parámetros de medición y variables petrofísicas es posible encontrar el significado de las mismas independientemente de la escala de trabajo adoptada.

Para realizar el agrupamiento es necesario cumplir con una serie de procedimientos:

- a) La matriz de datos de $n \times p$ (p variables a n profundidades) se transforma en una matriz de $n \times n$ distancias similares entre pares de datos del conjunto total.

b) Se selecciona un método de agrupamiento. En este trabajo se utilizó el método de “*K-means*” (Hartigan y Wong, 1979) un caso especial del algoritmo de EM (maximización de la expectativa; SAS, 2000). En todos los casos se intenta minimizar la varianza relativa dentro de cada subgrupo respecto de la existente entre los diferentes subgrupos. Para ello se definen una cantidad de subgrupos de manera arbitraria y luego se determinan sus características propias maximizando sus diferencias. Estos subgrupos cuentan con un “centro de gravedad” en donde la distancia de cada uno de los datos que pertenecen al mismo es mínima. A partir de un proceso iterativo que persigue la asignación de subgrupos y su centro de gravedad en el espacio (definido por n variables – registros de pozo) es posible encontrar el número de subgrupos ideal capaz de describir el conjunto de la totalidad de los datos analizados.

c) El método reconoce los centros de gravedad de cada subgrupo y éstos representan las características distintivas de los mismos en ese espacio en particular.

El número de registros de pozo (n dimensiones) se elige de manera tal de que sea común a los pozos a analizar y a su vez mínimo. El número de subgrupos se determina según un criterio geológico, cada uno de ellos debería corresponderse con una electrofacies y ésta tener su correspondiente facies.

A continuación se presentan los resultados obtenidos para los ejemplos YCN y YCM.

Ejemplo en YCN

En un yacimiento de la Cuenca Neuquina se aplicaron metodologías inductivas a partir del tratamiento de la información de registros de pozo abierto utilizando análisis multivariado para la determinación de electrofacies en la Formación Mulichinco.

Como condición previa fue necesaria la edición de los registros según: igual número de muestras por registros y por pozo; eliminación de lecturas anómalas; puesta en profundidad de los registros y de los testigos corona; y, finalmente generación de histogramas y gráficos de control de calidad. En la figura 4 se presentan los datos comparativos correspondientes al “*raw data*”.

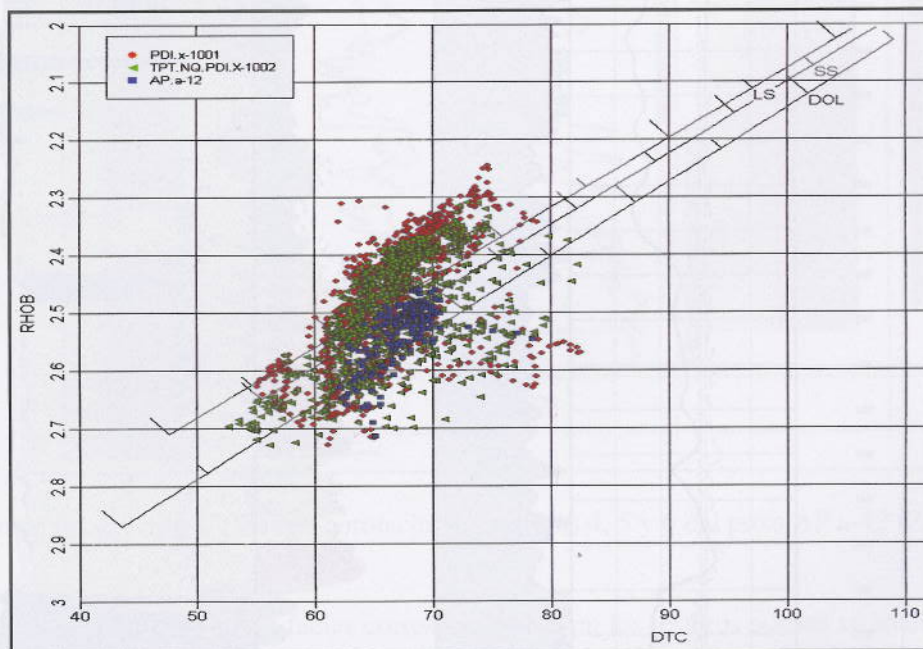


Figura 4: Tiempo de tránsito compresional vs densidad. *Crossplot* multipozo

Para determinar los volúmenes de arcilla se utilizaron los registros de potencial espontáneo (SP) corregido por deriva y rayos gamma GR). Asimismo, el modelo petrofísico adoptado es del tipo arena + arcilla + porosidad. En donde el término arena involucra las distintas variedades de litologías (subgrupos según

electrofacies aún no diferenciadas) que actúan como rocas reservorio. La porosidad se estimó a partir de los registros densidad-neutrón y su respectivo *crossplot*.

La figura 5 presenta la información computada, en este caso histogramas de volumen de arcilla computado.

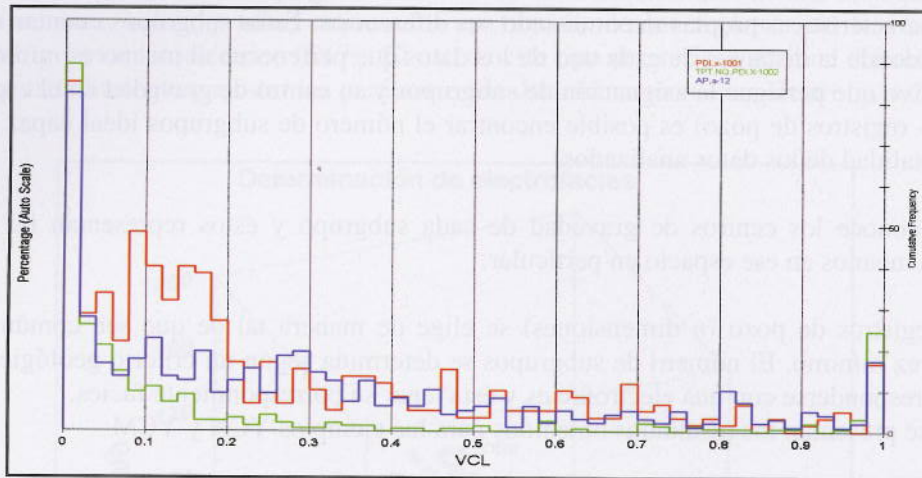


Figura 5: Volumen de arcilla computado - Histograma multipozo

Para la determinación de la saturación de agua se adoptó el modelo de Simandoux (1963). En la figura 6 se exhibe la comparación de los valores de porosidad de corona *versus* la porosidad computada según el modelo petrofísico deductivo del caso.

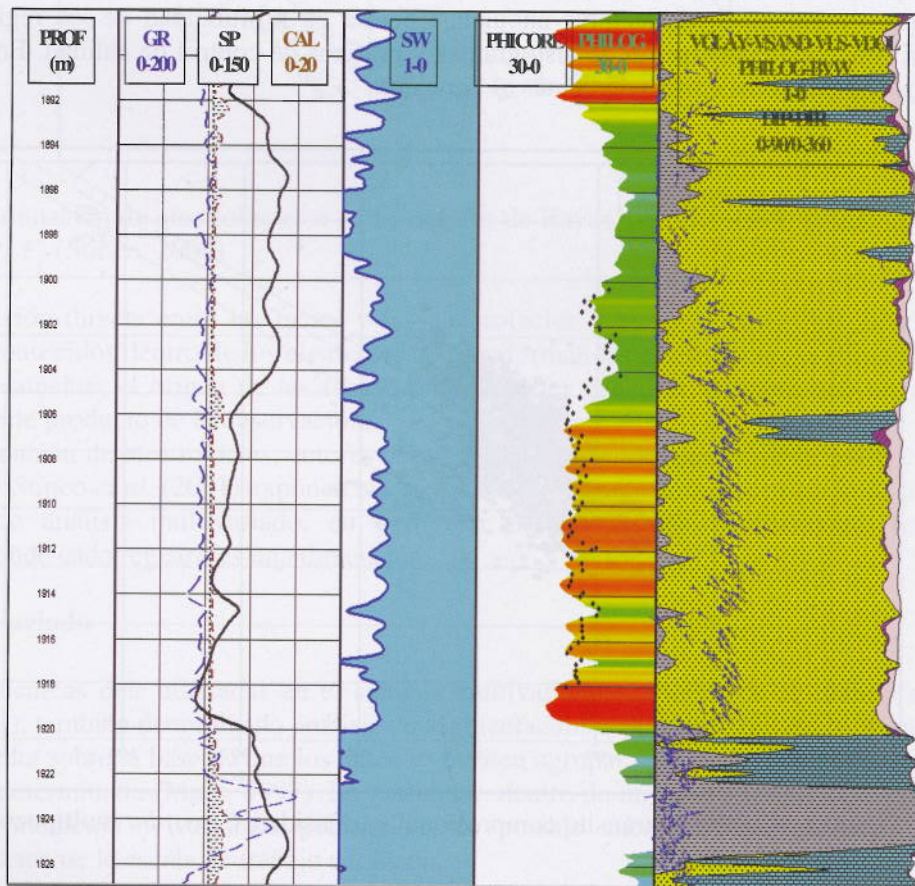


Figura 6: Comparación de resultados de porosidad entre datos de corona y perfiles en el pozo PDI.x-1002. Obsérvese los valores de inclinación de los cuerpos arenosos eólicos. Los volúmenes mineralógicos interpretados corresponden a VCLAY= arcilla, VSAND= arena, VLS= caliza, VDOL=dolomita.

A part
adecua
minera
Una v
la ater
inform
pozos
conve
oportu
En la
interd
inund

Figu

Sob
capa
una
Dad
con
vol

A partir de los resultados de ensayos, se considera que este modelo de saturación responde de manera adecuada frente a las variaciones litológicas de las unidades reservorio y a la influencia variable de los minerales arcillosos presentes en los intervalos de interés.

Una vez que el modelo petrofísico ha sido validado es posible avanzar en la secuencia de análisis y focalizar la atención en las características faciales determinadas en los testigos corona. En este caso se contó con información de testigos corona extraídos en intervalos de la Formación Mulichinco correspondientes a dos pozos (AP.a-12 y PDI.x-1002) con su descripción completa, así como también con sus respectivos análisis convencionales de laboratorio. En la figura 7 se presenta un esquema con la información descripta oportunamente por Soave *et al.* (1987) y modificada por Zavala (2004) del testigo corona del pozo AP.a-12. En la interpretación ambiental se han reconocido depósitos eólicos correspondientes a dunas y zonas de interduna. Asimismo, se describen ambientes de transición eólico-fluvial y depósitos fluviales de canal y de inundación.

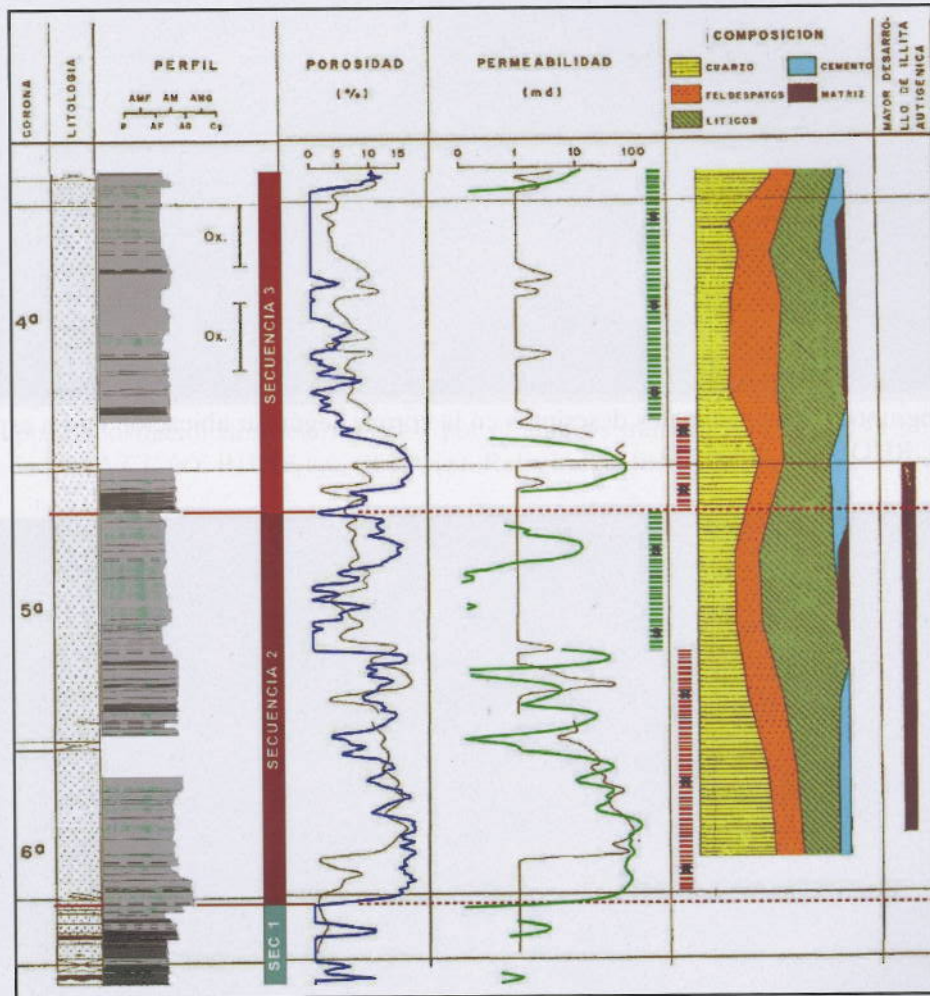


Figura 7. Gráfico de integración del testigo corona en las carreras 4, 5 y 6 del pozo AP.a-12 (Zavala, 2004)

Sobre la base del reconocimiento de las facies correspondientes en los testigos corona se analizó la potencial capacidad del análisis multivariado (en función de la disponibilidad de registros de pozo) de distinguir cada una de las electrofacies y, posteriormente su vinculación entre ambas.

Dada la disponibilidad de registros de pozo abierto y luego de analizar distintas opciones se consideró conveniente utilizar los registros de densidad, tiempo de tránsito compresional, resistividad somera y volumen computado de arcilla.

Como puede observarse en las figuras 8 y 9 es posible agrupar los diferentes ambientes depositacionales descriptos en el testigo corona del pozo AP.a-12 según la respuesta de los registros elegidos. Esta condición se requiere dado que a partir de esta característica facial será posible discriminar las distintas electrofacies.

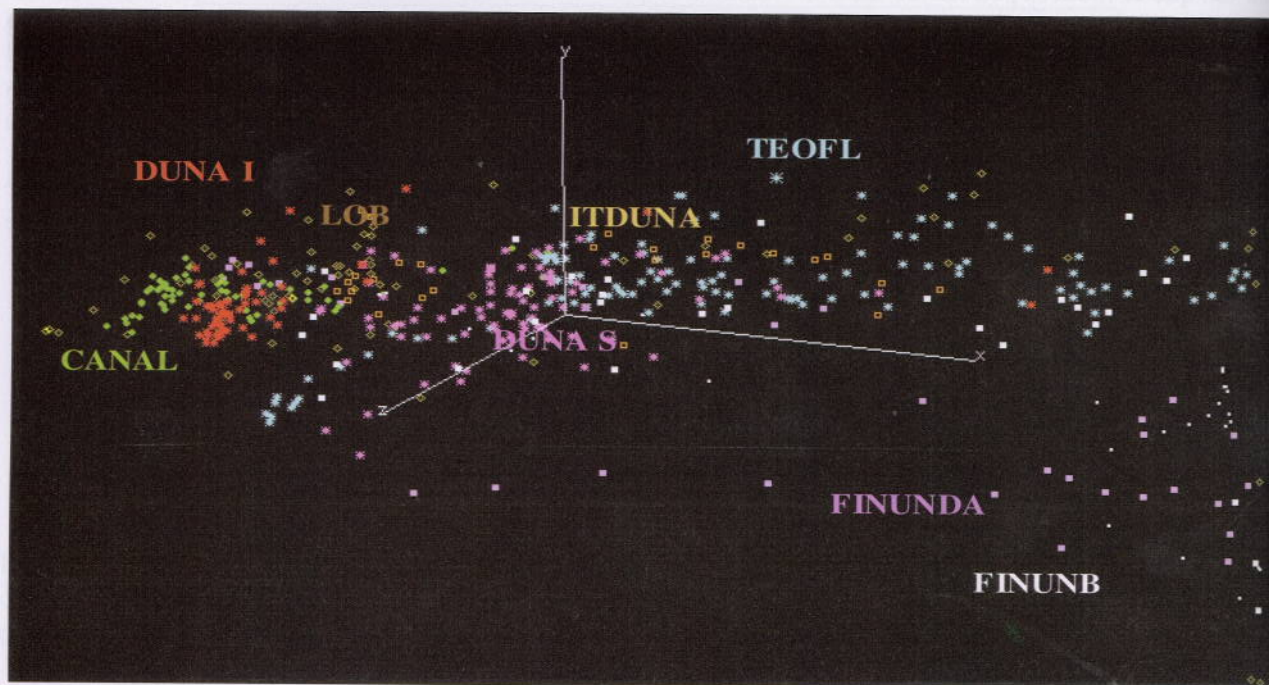


Figura 8: Subgrupos depositacionales descriptos en la corona según su ubicación en un espacio determinado por: VCL (x), RHOB (y), SFLA (z)

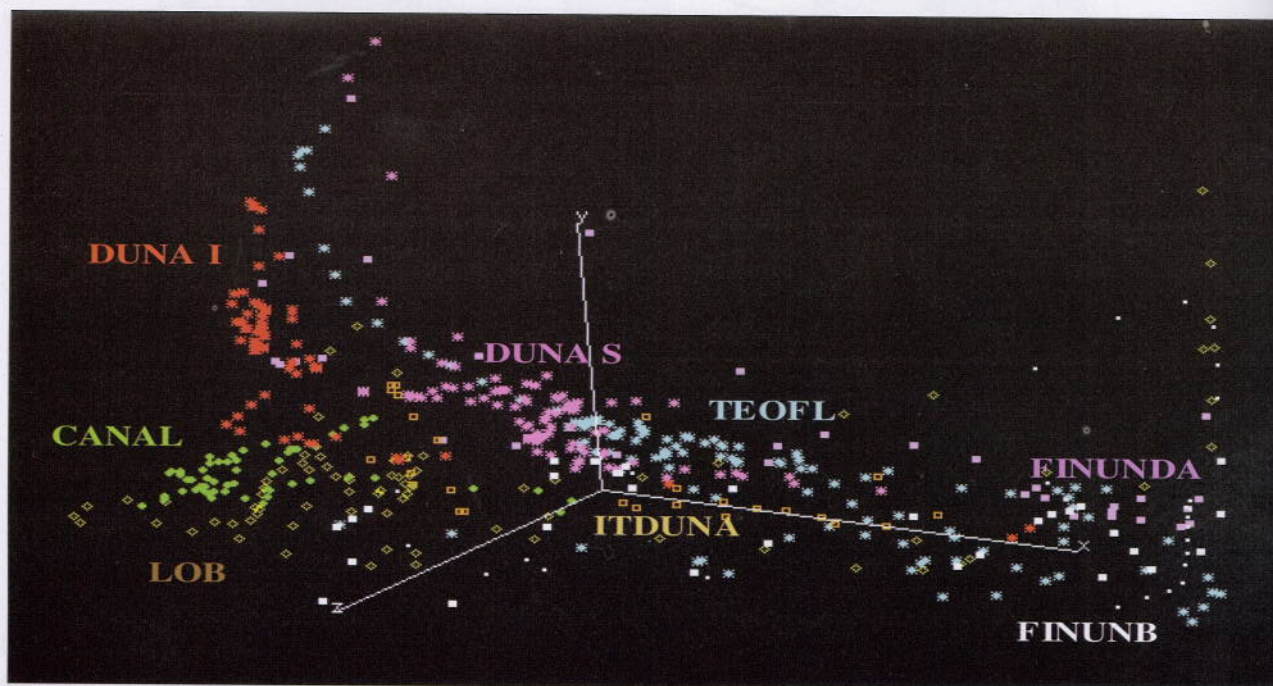


Figura 9: Subgrupos depositacionales descriptos en la corona según su ubicación en un espacio determinado por: VCL (x), DTc (y), SFLA (z). DUNA I= duna inferior, DUNA S= duna superior, ITDUNA= interduna, TEOFL= transición eólico-fluvial, CANAL= canal, FINUNDA/FINUNB= inundación, LOB= lóbulo

A partir de un proceso iterativo se probaron distintas cantidades de *clusters* adoptándose finalmente 14. En las figuras 10 y 11 se observan los subgrupos generados en el análisis multivariado.

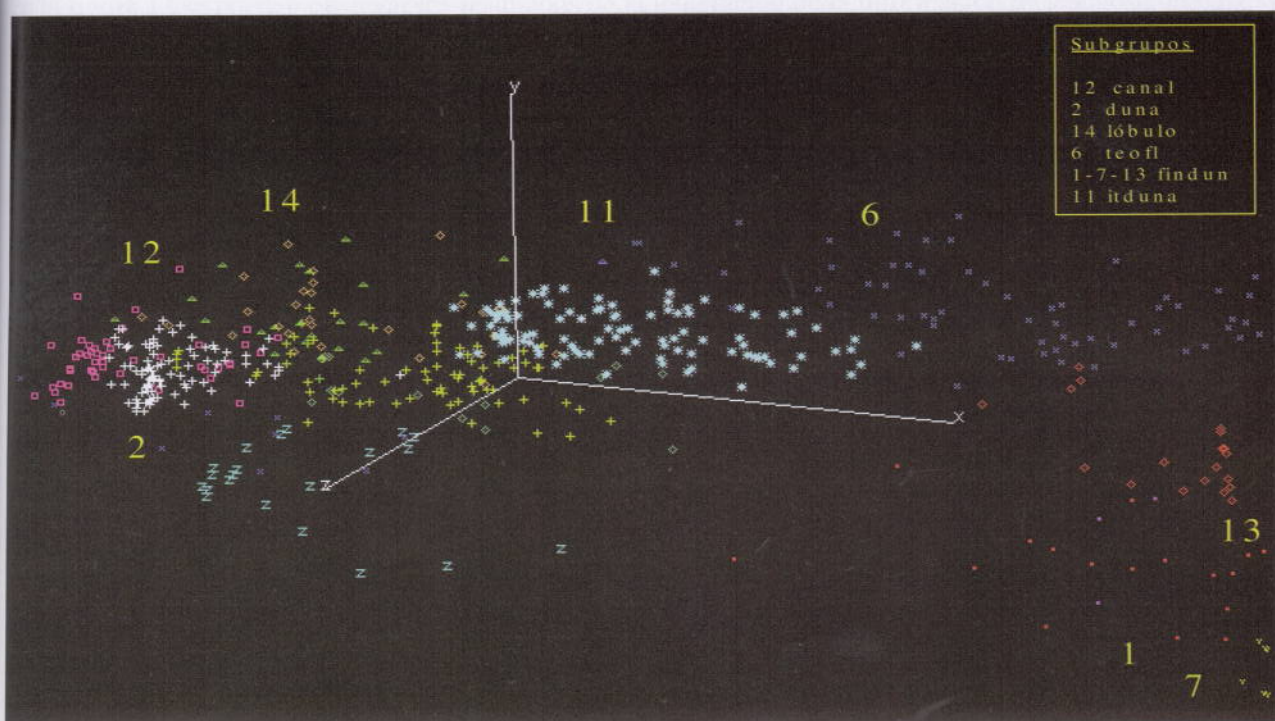


Figura 10: Subgrupos depositacionales determinados por el análisis multivariado según su ubicación en un espacio determinado por: VCL (x), RHOB (y), SFLA (z). Relación de facies/electrofacies

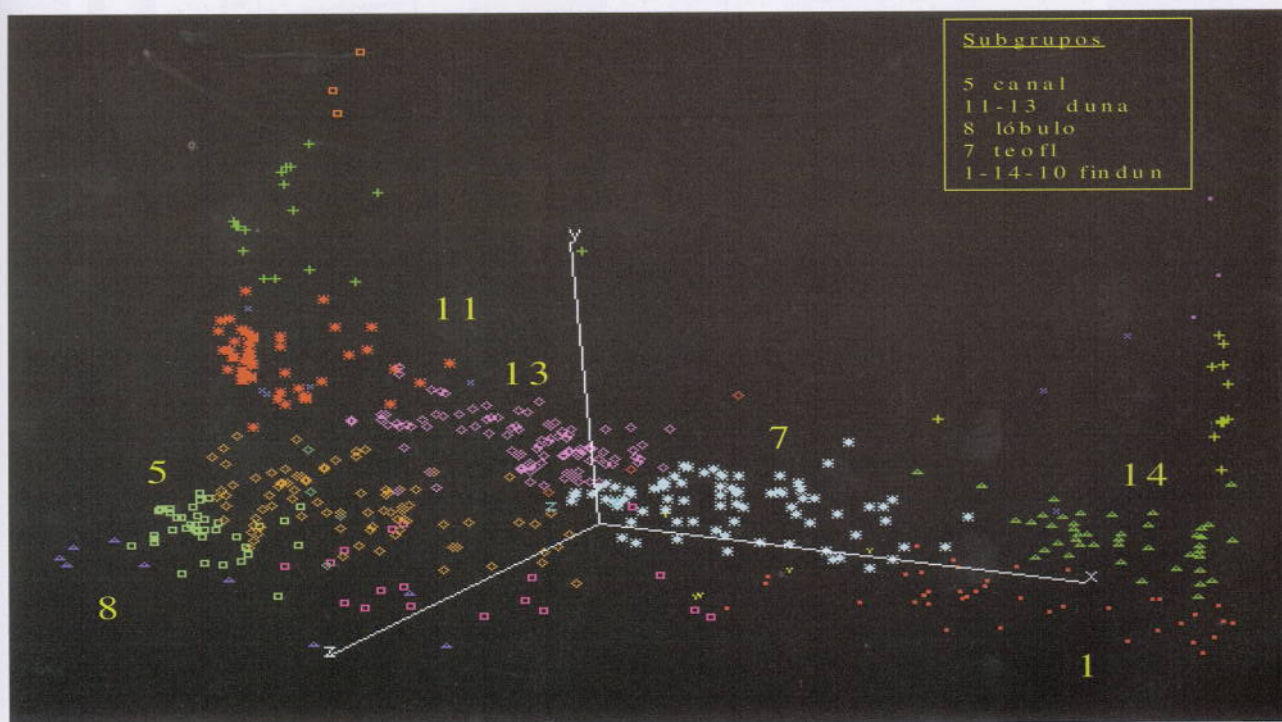


Figura 11: Subgrupos depositacionales determinados por el análisis multivariado según su ubicación en un espacio determinado por: VCL (x), DTc (y), SFLA (z). Relación de facies/electrofacies

Como puede observarse existe una correlación directa entre las facies y las electrofacies tal que los centros de gravedad de cada subgrupo corresponden a los valores medios para cada registro que luego se utilizarán en la determinación de estas últimas.

El número de subgrupos obedece a la necesidad de contar con el mínimo de éstos en condiciones de diferenciar todas las facies. Consecuentemente, se analizó la respuesta de los diferentes registros en función de los *clusters* determinados. Los resultados del análisis se presentan en la figura 12.

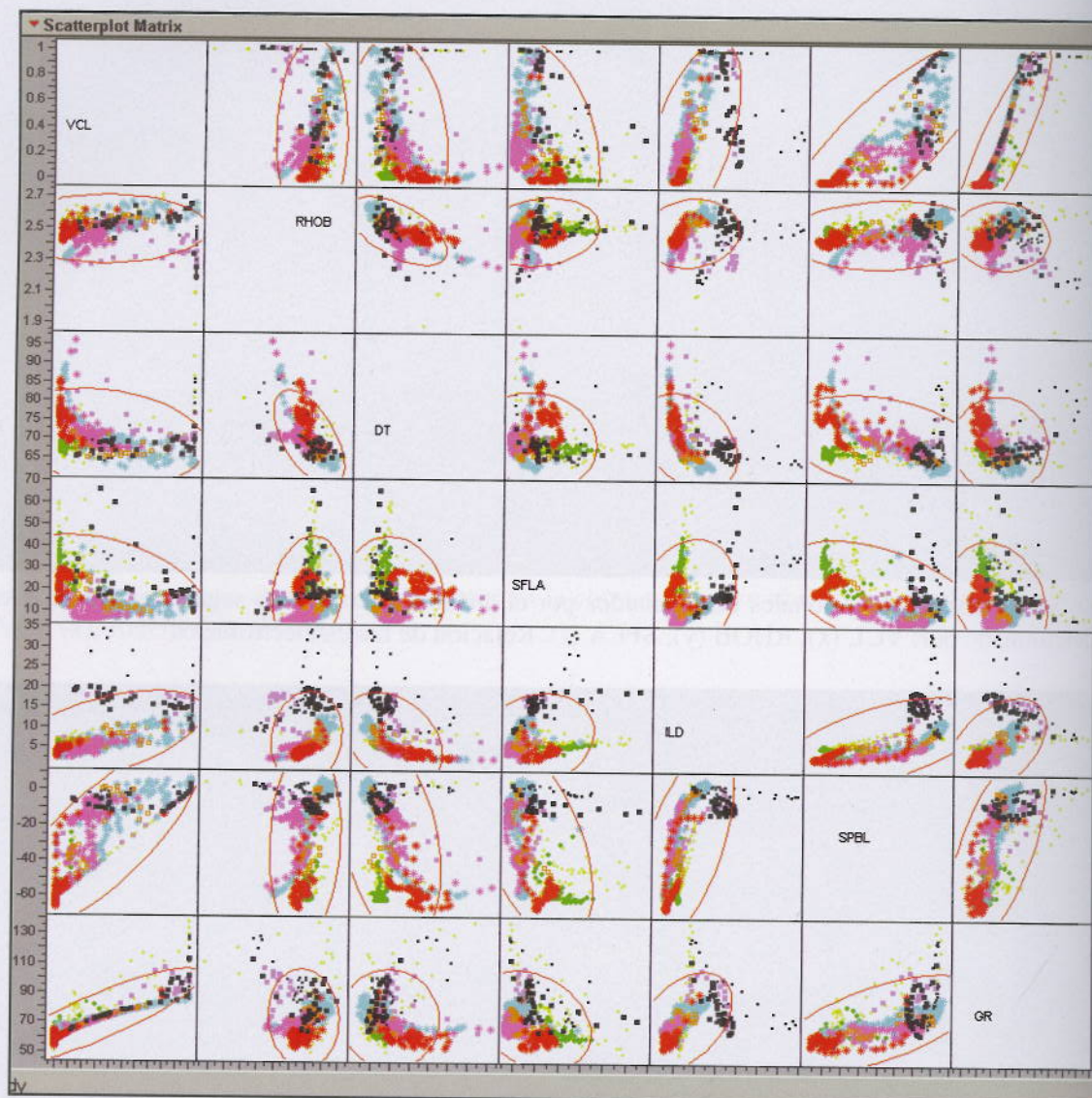


Figura 12: Respuesta de variables en función de subgrupos

Para la estimación de las electrofacies se utiliza un programa que resuelve las distintas respuestas matricialmente entre los registros de pozo asignando pesos relativos de participación según los valores definidos por los centros de gravedad (Mitchell y Nelson, 1988).

En particular, interesan resolver las correspondientes electrofacies según sus características en el espacio representadas por los registros de pozo. De aquí que la determinación de los centros de gravedad de cada subgrupo resulta fundamental para poder establecer los parámetros necesarios para la definición de las mismas.

Dado que la disponibilidad de registros es limitada, resultó necesario disminuir la cantidad de subgrupos (14) quedando finalmente seis. Este proceso involucró descartar los *clusters* con un número de individuos mínimo así como agrupar aquellos cuyos centros de gravedad son próximos y su vinculación matemática concuerda con la lógica geológica.

A modo de ejemplo, la electrofacies “duna” tiene definida su centro según: $VCL=0.03$, $RHOB=2.47$, $DT=74$, $SFLA=20$; en tanto que “lóbulo” se representa como: $VCL=0.19$, $RHOB=2.55$, $DT=68$, $SFLA=23$. En la figura 13 se pueden observar los resultados de la integración de la información de testigos corona y sus facies en conjunto con la evaluación de formaciones.

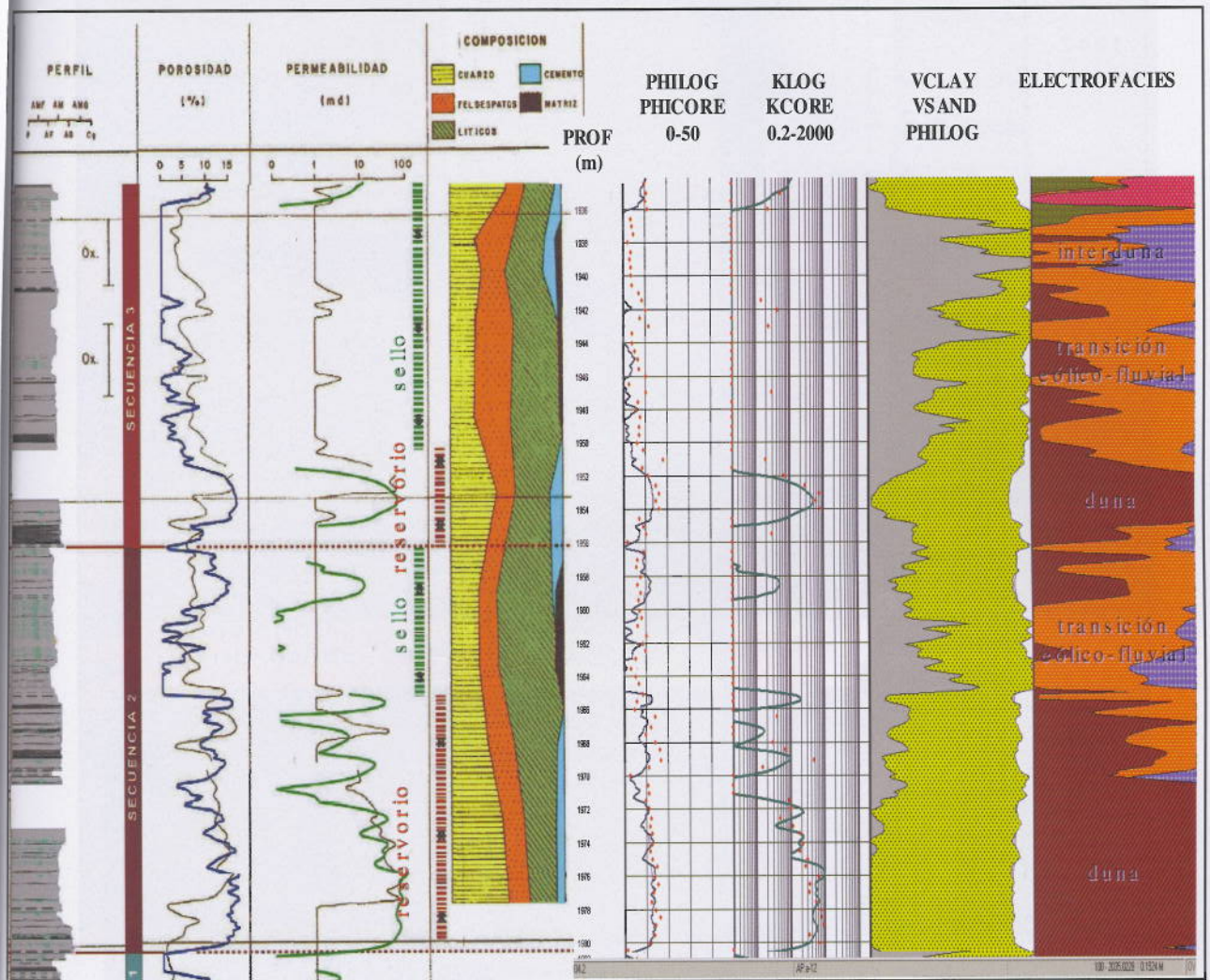


Figura 13: Integración de datos de corona y evaluación de formaciones (AP.a-12). Nótese la correspondencia entre las facies reservorio/sello – electrofacies duna/transición eólico-fluvial

Utilizando los parámetros descritos en el pozo AP.a-12, se procedió a tratar la información correspondiente al pozo PDI.x-1002. Este último también contaba con testigo corona, de manera que se verificaron los resultados computados con la descripción correspondiente permitiendo validar el modelo adoptado.

La figura 14 muestra los resultados de la determinación de las electrofacies observándose una alta correspondencia entre la descripción del testigo corona (Zavala, 2004) y su equivalente por registros. En particular es interesante notar que toda vez que se determina la electrofacies “interduna” la porosidad y las inclinaciones de las capas disminuyen coincidentemente con el modelo deposicional descrito y con su correspondiente petrofísico.

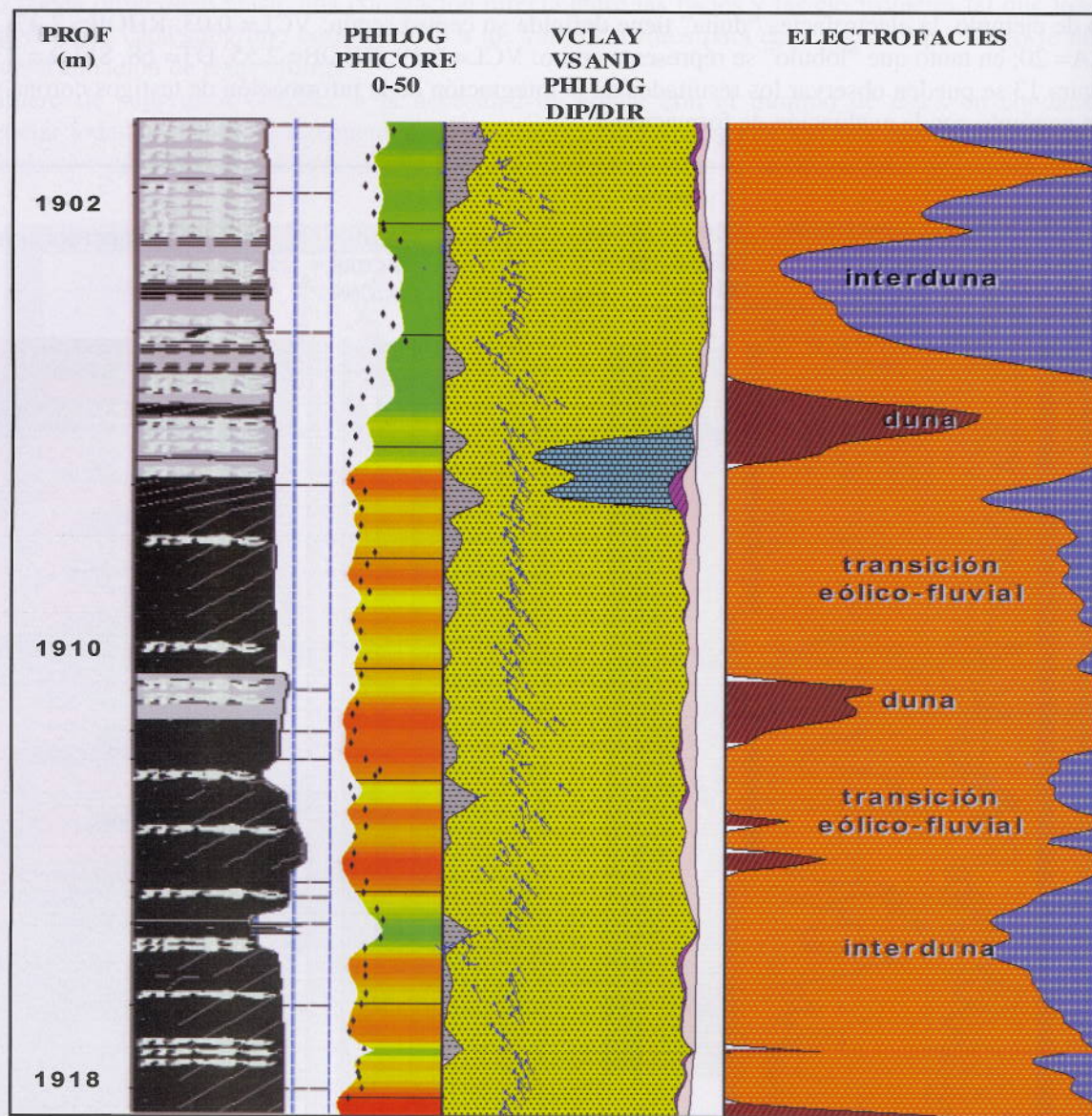


Figura 14: Integración de datos en el pozo PDI.x-1002

Ejemplo en YCM

Así como se describieron las técnicas aplicadas en un Yacimiento en la Cuenca Neuquina se utilizaron conceptos similares en un Yacimiento de la Cuenca de Maracaibo para los reservorios del Eoceno desarrollados en las unidades correspondientes a la Formación Mirador.

En este caso, los ambientes depositacionales descritos corresponden a ríos entrelazados, meandriformes, canales distributarios, barras de desembocadura y planicies aluviales.

Los testigos corona disponibles comprendieron a dos de los diez pozos perforados en el bloque y cubren la totalidad del intervalo productivo. El análisis deductivo corresponde a la determinación del volumen de arcilla a partir del registro de GR, la porosidad utilizando el *crossplot* de densidad/neutrón y la estimación de la saturación de agua a partir del modelo de Waxman-Smits (1968).

Asimismo, desde la visión inductiva se utilizaron los registros de Rayos Gamma (GR), densidad (RHOB) y resistividad profunda (Rt) para el reconocimiento de las facies y electrofacies dado que estos perfiles resultaron los más apropiados para la determinación de las mismas. La figura 15 exhibe la respuesta de los registros según las facies descritas en los testigos corona en tanto que la figura 16 los subgrupos determinados (19) luego de utilizar el análisis multivariado.

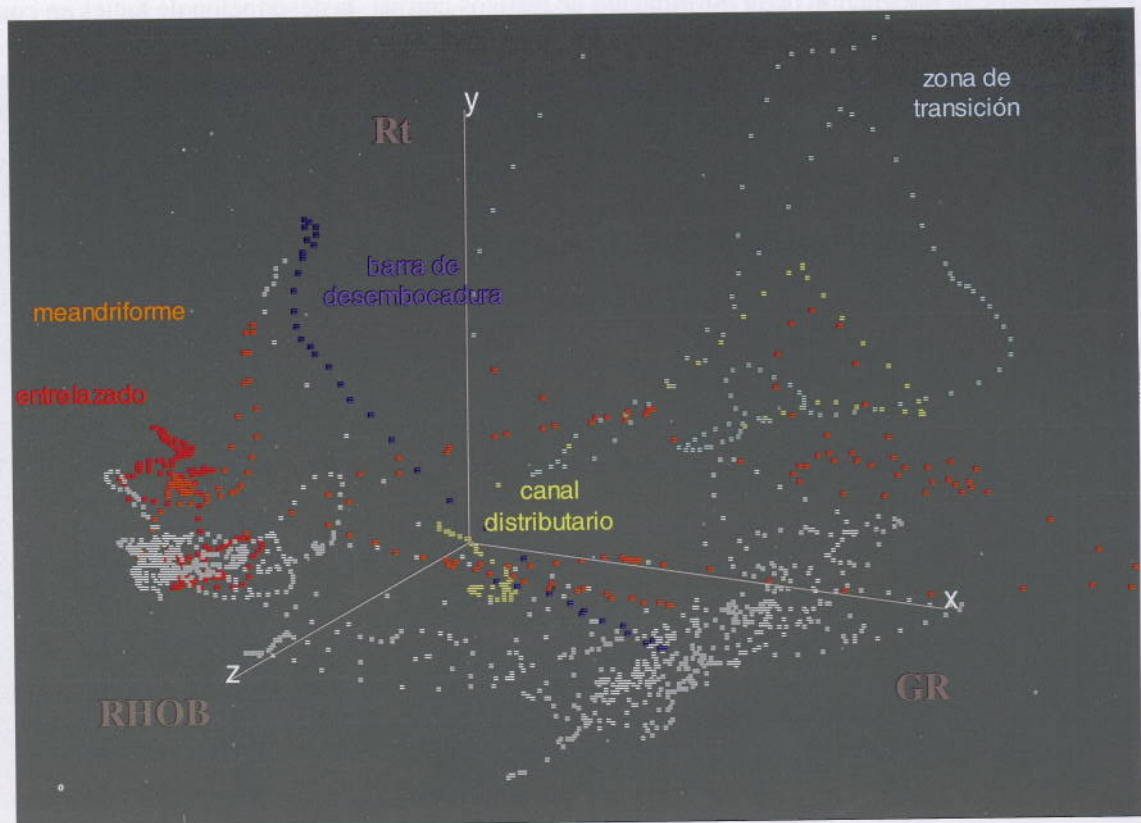


Figura 15: Facies descritas en el testigo corona

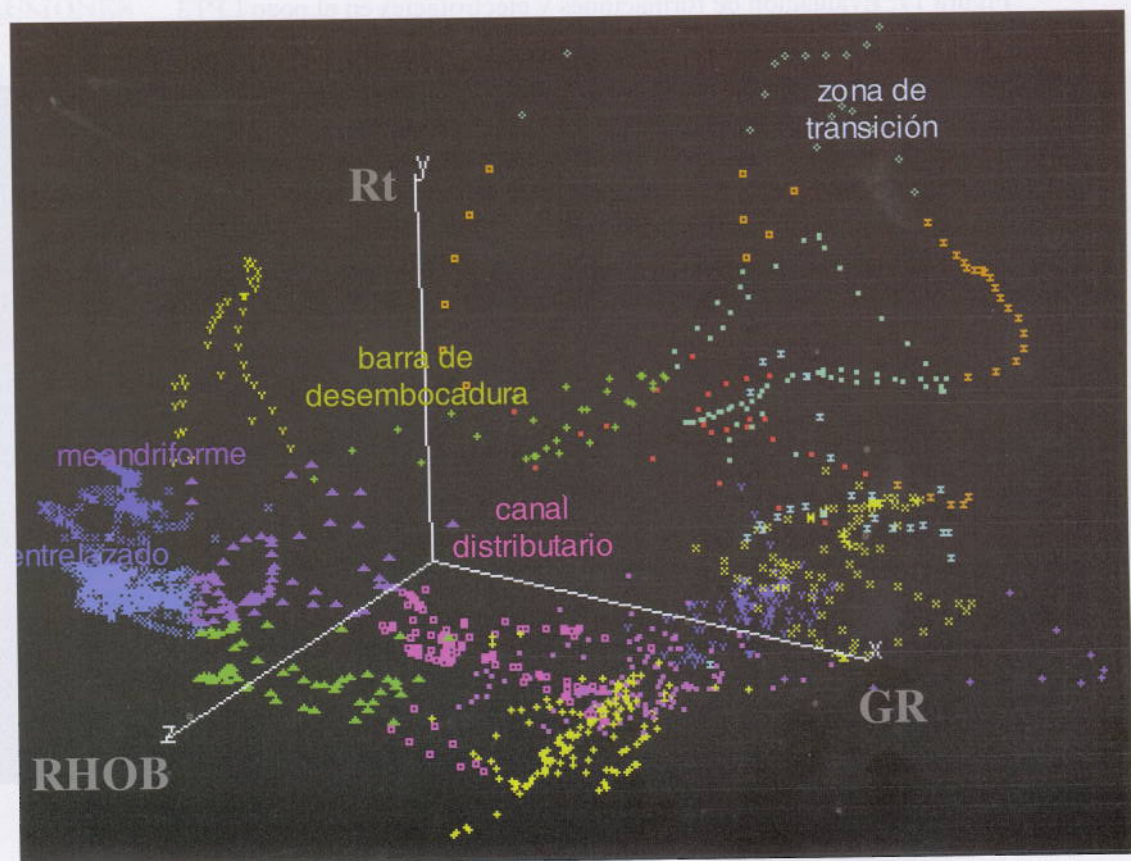


Figura 16: Electrofacies para el mismo pozo

Los resultados de la integración de la información de testigos corona, la descripción de facies en conjunto con la evaluación de formaciones y las electrofacies se presentan en la figura 17.

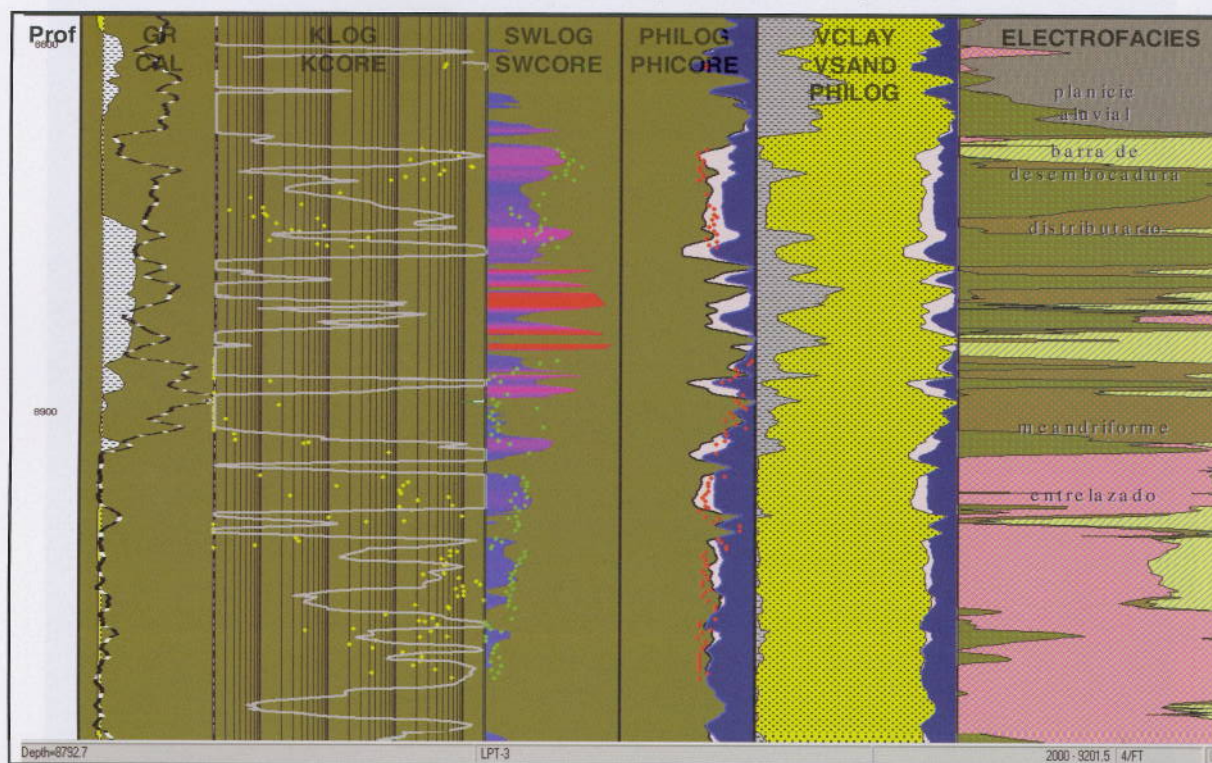


Figura 17: Evaluación de formaciones y electrofacies en el pozo LPT3

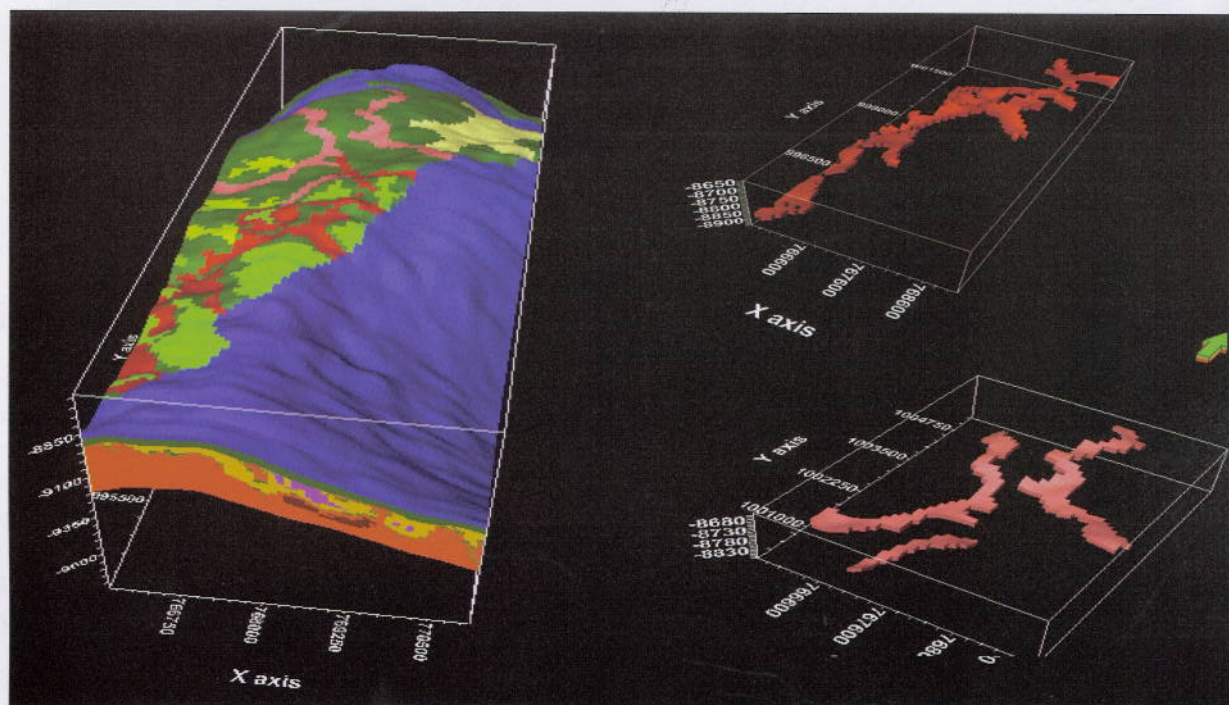


Figura 18: Subvolúmenes de electrofacies

Asimismo, con la información derivada de las electrofacies y calibrada con los datos de sísmica se generaron subvolumenes de las mismas representadas en la figura 18.

Finalmente, también fue posible obtener subvolumenes de porosidad y permeabilidad propagando convenientemente las electrofacies y sus parámetros correspondientes (figura 19).

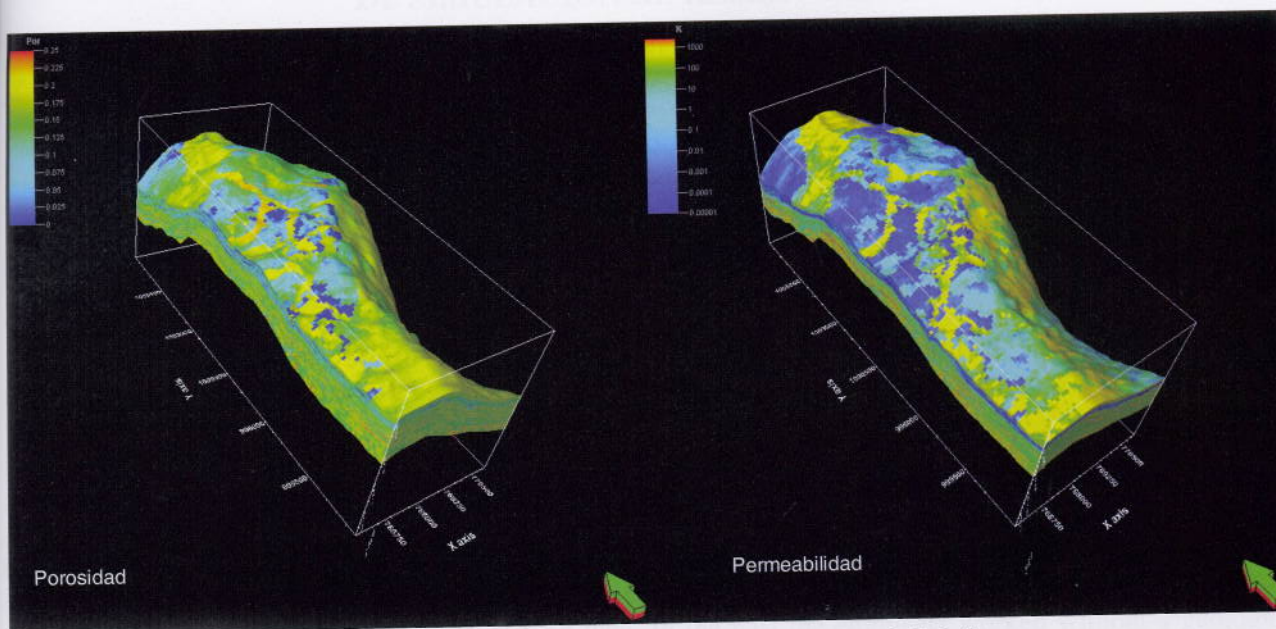


Figura 19: Distribución de porosidades y permeabilidades

CONCLUSIONES

La aplicación de metodologías deductivas e inductivas en diferentes ambientes depositacionales ha permitido modelar convenientemente las características petrofísicas de reservorios ubicados en unidades productivas de las Cuencas Neuquina y de Maracaibo.

La aplicación de técnicas multivariadas maximizó el uso de la información adquirida extendiendo la utilidad de la misma en la utilización de técnicas normalmente no empleadas. De esta manera no solo se determinaron los parámetros habituales a todo reservorio sino que fue posible incorporar la información geológica existente vinculando las facies con las electrofacies.

La secuencia de pasos aquí descrita es aplicable a distintos tipos de datos (en principio registros de pozo abierto) así como también a diferentes ambientes geológicos. Para tal fin, resulta fundamental contar con información de testigos corona y su descripción detallada de manera tal de calibrar la respuesta de los perfiles. La elección posterior de los registros adecuados en la representación de las variaciones depositacionales dependerá de la disponibilidad de datos y de la capacidad de los registros de revelar las variaciones en respuesta que las mismas presenten.

Finalmente, a partir del uso de estas técnicas se facilitó la comprensión de las respuestas dinámicas de las unidades reservorio.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece a Tecpetrol S.A. por autorizar la presentación del trabajo como así también a todos aquellos que facilitaron la información correspondiente para la concreción del mismo.

BIBLIOGRAFIA

Doveton, J., 1994. Geologic Log Analysis Using Computer Methods. AAPG Computer Applications in Geology, N° 2. AAPG, Tulsa, Oklahoma 170.

Elphick, R. and Moore, W., 1999. Permeability calculations from clustered electrofacies, a case study in Lake Maracaibo, Venezuela. 40th Society of Professional Well Log Analysts Annual Symposium, Oslo, Norway.

Hartigan, J. A. and Wong, M. A., 1979. A K-means clustering algorithm. Applied Statistics 28, 100-108

Mitchell, W.K., and Nelson, R.J., 1988, A practical approach to statistical log analysis, paper S, in 29th Annual Symposium Transactions: Society of Professional Well Log Analysts, 20 p.

Moss, B., 1997. The partitioning of petrophysical data: a review. In Developments in Petrophysics. Geological Society Special Publication N° 122. Ed: M. Lovell and P. Harvey. The Geological Society, London.

SAS Institute, Inc, 2000. JMP Statistical Discovery Software. Statistics and Graphics Guide. Cary, NC 634.

Serra, O., 1987. Análisis de ambientes sedimentarios mediante perfiles de pozo. Schlumberger Educational Services, 272 p., Buenos Aires.

Simandoux, P., 1963. Mesures diélectrique en milie poreux, application à mesure de saturation en eau, étude des massifs argileux. Revue de l' Institut Française du Pétrole: 193-215.

Soave, L., Hinterwimmer, G., Arregui, C., Clark, P., y Bazán, S., 1987. Petrografía, porosidad y diagénesis de las sedimentitas de la Formación Mulichinco en el pozo YPF.Nq.AP.a-12 (Aguada Pichana), Provincia del Neuquén.

Stinco, L., 2001. Introducción a la caracterización de reservorios de hidrocarburos. Empleo de técnicas de subsuelo en la evaluación de formaciones. Published by Asociación Geológica Argentina. Serie "B" (Didáctica y Complementaria) N° 25. ISSN 0328-2759. 128 pp.

Stinco, L., Elphick, R. and Moore, W., 2001. Electrofacies and production prediction index determination in El Tordillo Field, San Jorge Basin, Argentina. 42nd Society of Professional Well Log Analysts Annual Symposium, Houston.

Waxman, W. and Smits, L., 1968. Electrical Conductivities in Oil-Bearing Shaly Sands. Transactions, Society of Petroleum Engineers, American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers, 243, June: 107-122.

Zavala, C., 2004. Análisis de los cuerpos clásticos de la Formación Mulichinco. Informe inédito.