

10º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos
Sesiones Generales: "Energía y Sociedad, aliados inseparables"

IDENTIFICACIÓN Y MAPEO DE FACIES EN RESERVORIOS NO TRADICIONALES EN LA FORMACIÓN MINA DEL CARMEN ANALIZANDO DISTRIBUCIÓN DE TAMAÑO DE GARGANTAS PORALES EN EL YACIMIENTO CERRO DRAGÓN, CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE, ARGENTINA

Santiago Eduardo Fernández¹, Diego Leandro Zurlo¹, Maximiliano Varela Muñoz¹

1: Pan American Energy LLC, sefernandez@pan-energy.com, dzurlo@pan-energy.com,
avarelamunoz@pan-energy.com

Palabras clave: Mina del Carmen, Reservorios alterados, Logfacies, Gargantas Porales

ABSTRACT

In the last years in the area of Cerro Dragón, within to the northern flank of the San Jorge Gulf Basin, untraditional reservoirs began to be exploited in the Mina del Carmen Formation (MdC). They were deposited in a distal or proximal floodplain environment with evidence of hydromorphism that generated alterations during the diagenesis that made possible the dissolution of silica and the presence of secondary porosity. These reservoirs were identified and described by other authors from seismic and environmental point of view; and both are found in the lower section of the MdC B subunit and in the upper section of the MdC A subunit and generically they were referred to as "Logfacies 1" or "LF1". In the present work a detailed analysis of these reservoirs is carried out within the Tres Picos Norte zone belonging to the Cerro Dragón area. It is possible to distinguish 3 facies within these reservoirs from core analysis in the Valle Hermoso analogous deposit and its calibration with the pore size distribution profiles of the NMR. Through implementation of crossplots 3 internal facies are recognized within the stacked reservoirs called LF1: a) The LF1 itself, which correspond to reservoirs developed from alterations of floodplain and have reservoirs with micro and macropores, b) LF2 corresponding to non-Reservoir areas. c) LF3 identified as channeled reservoirs that have meso and macropores. From the internal correlation of these levels, a detailed petrophysical model calibrated with sidewall cores and the identification of these 3 facies, it was possible the mapping where a lateral progression of facies can be observed, ranging from channeled reservoirs to reservoirs of altered floodplain to finally grade to non-reservoir zones. The understanding of the distribution of these reservoirs is very important to reduce the risk of the prospects.

INTRODUCCIÓN

La Formación Mina del Carmen (Fm. MdC) fue definida como tal por Lesta (1968) y es un equivalente lateral de la Formación Castillo (Lesta, 1968; Lesta y Ferello, 1972). En el ámbito de Cerro Dragón se encuentra representada por una sucesión de sedimentos tobáceos depositados en ambientes fluviales compuestos tanto por facies canalizadas como no canalizadas (planicies de inundación tanto proximal como distal, y los depósitos denominados sheetflood ó arroyadas en

manto las cuales corresponden a inundaciones repentinas de la llanura de inundación proximal en forma de manto). Históricamente la Fm. MdC tuvo poco interés en el desarrollo de la Cuenca debido a su alto contenido tobáceo y sus pobres condiciones petrofísicas. En los últimos años, en base a nuevos estudios realizados, estos reservorios tomaron mayor importancia. Tal es el caso de los trabajos realizados a partir del año 2011 por un equipo multidisciplinario de Pan American Energy en el Yacimiento Cerro Dragón, ubicado en el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge (Fig. 1).

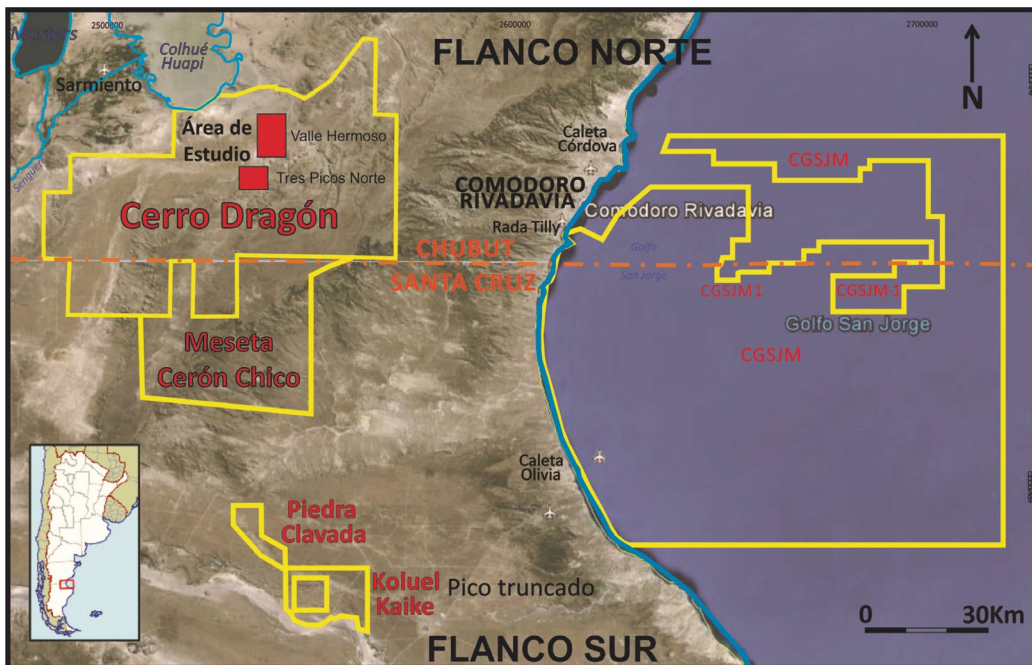


Figura 1. Modificado de Varela Muñoz *et al* 2016. Ubicación del bloque Cerro Dragón en el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge. En rojo, la zona de estudio de los reservorios “LogFacies1” de Pan American Energy. Yacimiento Tres Picos Norte y Valle Hermoso.

Acuña *et al.* (2011) describen un nuevo tipo de reservorio para la Fm. MdC y lo denominan en forma genérica como “LogFacies 1” debido a que se los definió a partir de su respuesta en perfiles eléctricos. Estos reservorios corresponden a sedimentos depositados en ambientes de planicie de inundación distal o proximal con evidencias de hidromorfismo, anegamiento o desarrollo de lagunas efímeras (wetlands), y se caracterizan por presentar arreglos de capas finas en espesores del orden de decenas de metros. Durante los períodos de anegamiento se generaron alteraciones que posibilitaron disolución de la sílice y presencia de porosidad secundaria. Estos reservorios se encuentran en el tramo inferior de la subunidad MdC B y en el tramo superior de la subunidad MdC A tal como lo describieron Cayo *et al.* (2011) (Fig. 2) y fueron descriptos por primera vez a partir de testigos corona en el Yacimiento Valle Hermoso. En esas muestras de roca se determinaron 3 Logfacies: las LF1, que se corresponden con reservorios desarrollados a partir de alteraciones en depósitos de planicie de inundación; b) LF2 correspondiendo a zonas de No Reservorio. c) LF3 identificados como reservorios canalizados (Fig. 3).

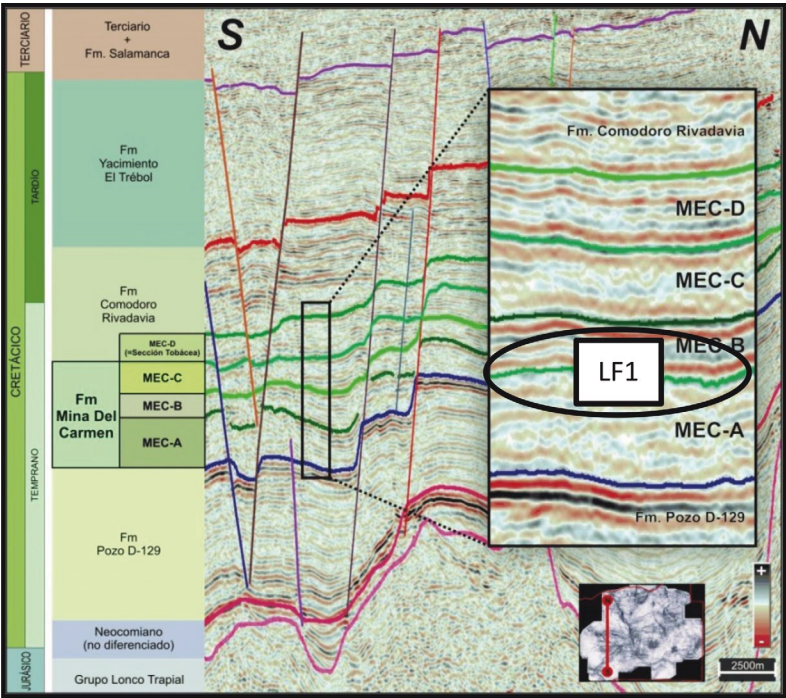


Figura 2. Tomado y modificado de Cayo *et al* 2011. División sísmica de la Fm. MdC en Cerro Dragón. Ubicación temporal de los reservorios LF1 en la sección superior de MdC A y sección basal de MdC B.

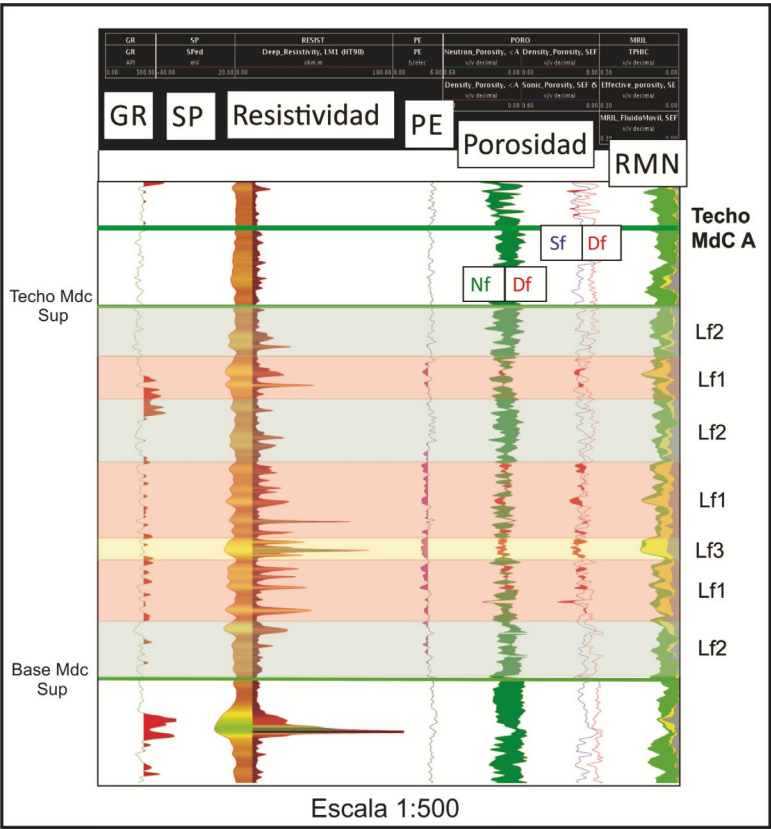


Figura 3. Columna tipo de la zona superior de MdC "A" en donde se distinguen 3 Logfacies. LF1 para reservorios de planicie de inundación alterada, LF2 para las zonas No reservorio, y LF3 para los reservorios canalizados.

ANTECEDENTES

En los últimos años en el Yacimiento denominado Tres Picos Norte, dentro del área de Cerro Dragón, se hace especial énfasis en las LF1 ya que las LF3 (reservorios canalizados) a pesar de tener buenas condiciones petrofísicas y ser los reservorios que históricamente se explotaron dentro de la Fm. Mdc, no representan un objetivo atractivo debido a su heterogeneidad lateral y su baja relación net to gross.

Varela Muñoz *et al.* (2016) trabajaron con volúmenes de una Inversión Sísmica Simultánea con el objetivo de delimitar estos reservorios arealmente y caracterizarlos sísmicamente. Este tipo de inversión sísmica, permite obtener propiedades elásticas de las rocas a partir de la inversión de apilados parciales en ángulos y perfiles de pozos, permitiendo luego evaluar la calidad de los reservorios. Se realizó un análisis cuantitativo utilizando estos volúmenes. A partir de los perfiles de 10 pozos se graficaron en un cross plot los valores de las propiedades Lambda Rho ($\lambda.\rho$) vs Mu Rho ($\mu.\rho$) (Fig. 4a) en la ventana de interés (Base Mdc Sup a Techo Mdc Sup, en Fig. 3). Luego se seleccionaron los valores de $\lambda.\rho$ y $\mu.\rho$ que correlacionan con valores altos de porosidad efectiva

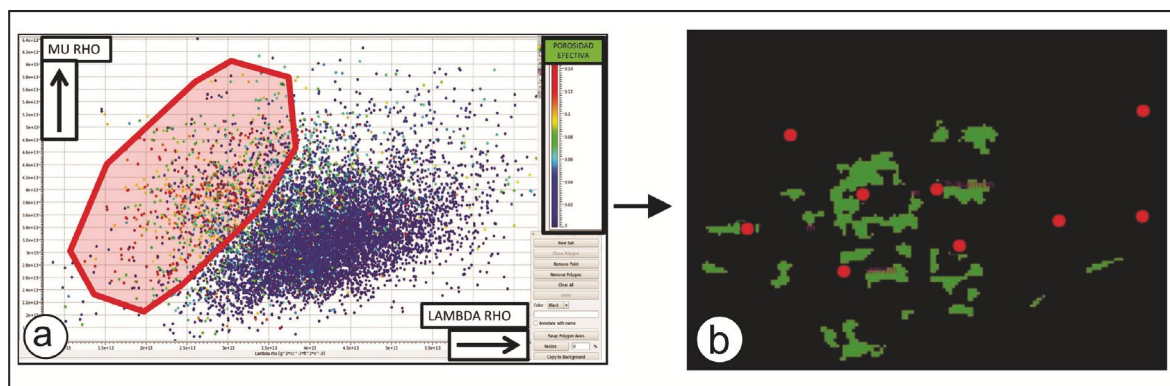


Figura 4. a-Crossplot entre valores de Lambda Rho y Mu Rho con datos de 10 pozos. b-Vista en planta de los geocuerpos obtenidos a partir del polígono de captura.

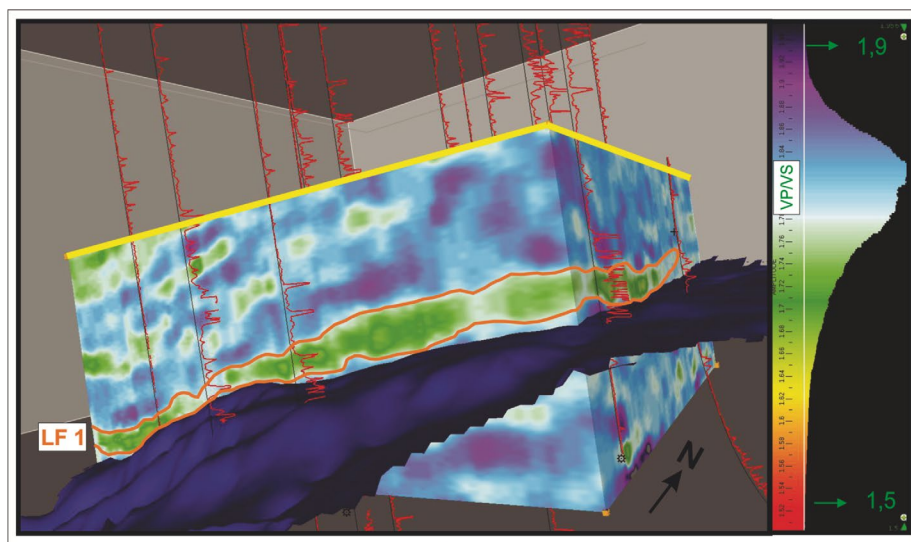


Figura 5. Vista 3D del volumen VPVS y la superficie base del reservorio.

(polígono en Fig. 4a). A continuación se aplicó este polígono a los volúmenes sísmicos de estas mismas propiedades, capturando regiones con esta combinación de valores (Fig. 4b). Resultados similares pueden obtenerse trabajando con la propiedad VpVs (Fig. 5).

En los primeros estudios estratigráficos de Acuña *et al.* (2011) estos reservorios LF1 se los agrupó en un tramo de entre 80 y 100 metros de espesor, en el que alternan estratos reservorios finos (de menos de 2 metros de espesor) de la LF1 propiamente dicha con zonas de LF2 (no reservorios) y aislada presencia de LF3 (reservorios canalizados) intercalados entre las otras Logfacies. En el presente estudio se realizó un esfuerzo por lograr una discriminación interna dentro de ese tramo de columna y diferenciar la presencia de reservorios LF1 y LF3 tanto areal como verticalmente. Para ello se implementó una metodología de discriminación por medio de cross plots a partir de las curvas de distribución de tamaño de gargantas porales provenientes del perfil de Resonancia Magnética Nuclear.

METODOLOGÍA

Para lograr una discriminación interna de las facies se trabajó con la descripción de los testigos corona de los pozos del yacimiento análogo Valle Hermoso. En los trabajos anteriores los reservorios LF1 y LF3 sólo se diferenciaban por la geometría de las curvas de SP y Resistividad de

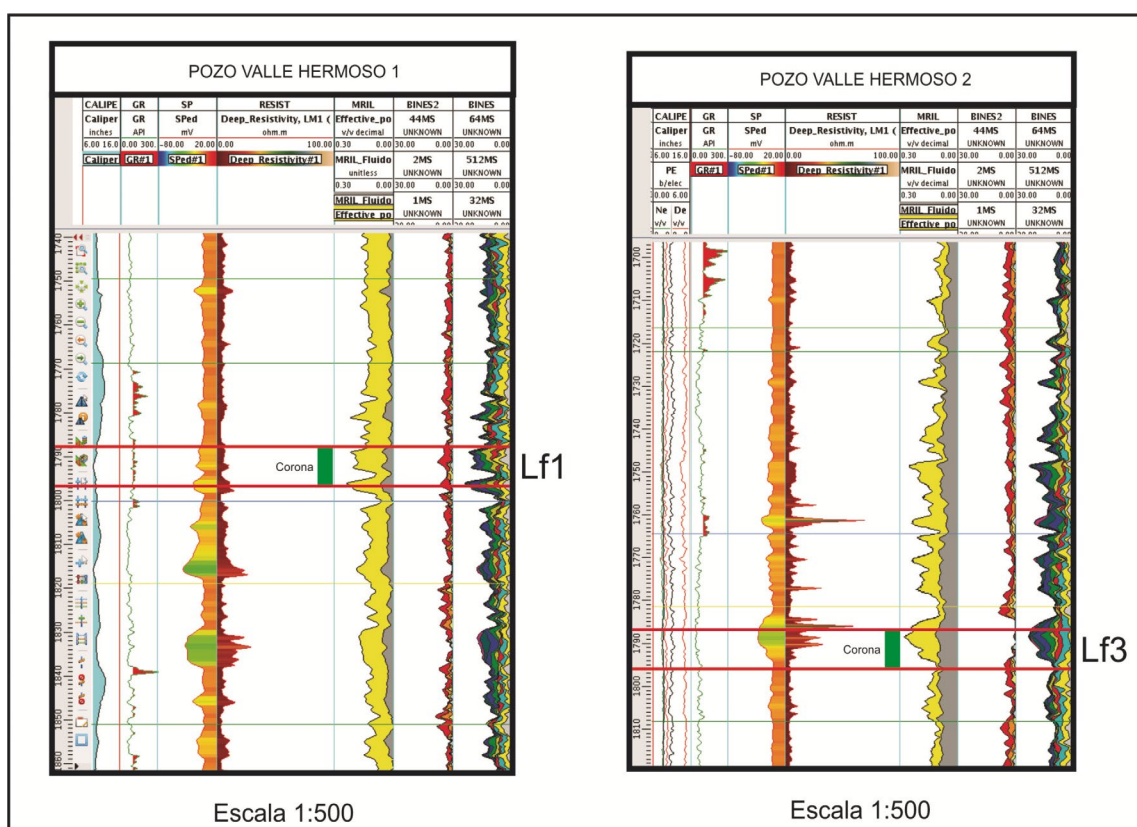


Figura 6. Perfiles de RMN en los pozos con información de coronas. Se observa la distribución de tamaño de poros en los tracks BINES y BINES2 que representan los meso y macroporos y los microporos respectivamente.

depósitos canalizados de esta última. En este estudio se utilizaron además las curvas provenientes de los perfiles de Densidad, Neutrón, Sónico y RMN encontrando una diferencia en su arreglo textural que discrimina en forma contundente la génesis de ambas Logfacies gracias a los perfiles de Resonancia Magnética Nuclear. Lo que se observa es que los reservorios LF3 correspondientes a depósitos canalizados, presentan poros de tamaño medio y grande mientras que los reservorios LF1 presentan microporos, además de los poros de tamaño grande (Fig. 6). Esta diferenciación se logra a partir del análisis de la distribución de bins provenientes de los perfiles de NMR, que se pueden relacionar a la distribución de tamaño de gargantas porales.

Esta información fue también calibrada con la información obtenida a partir del estudio de los testigos corona en donde se realizó la descripción petrográfica de secciones delgadas y se observa

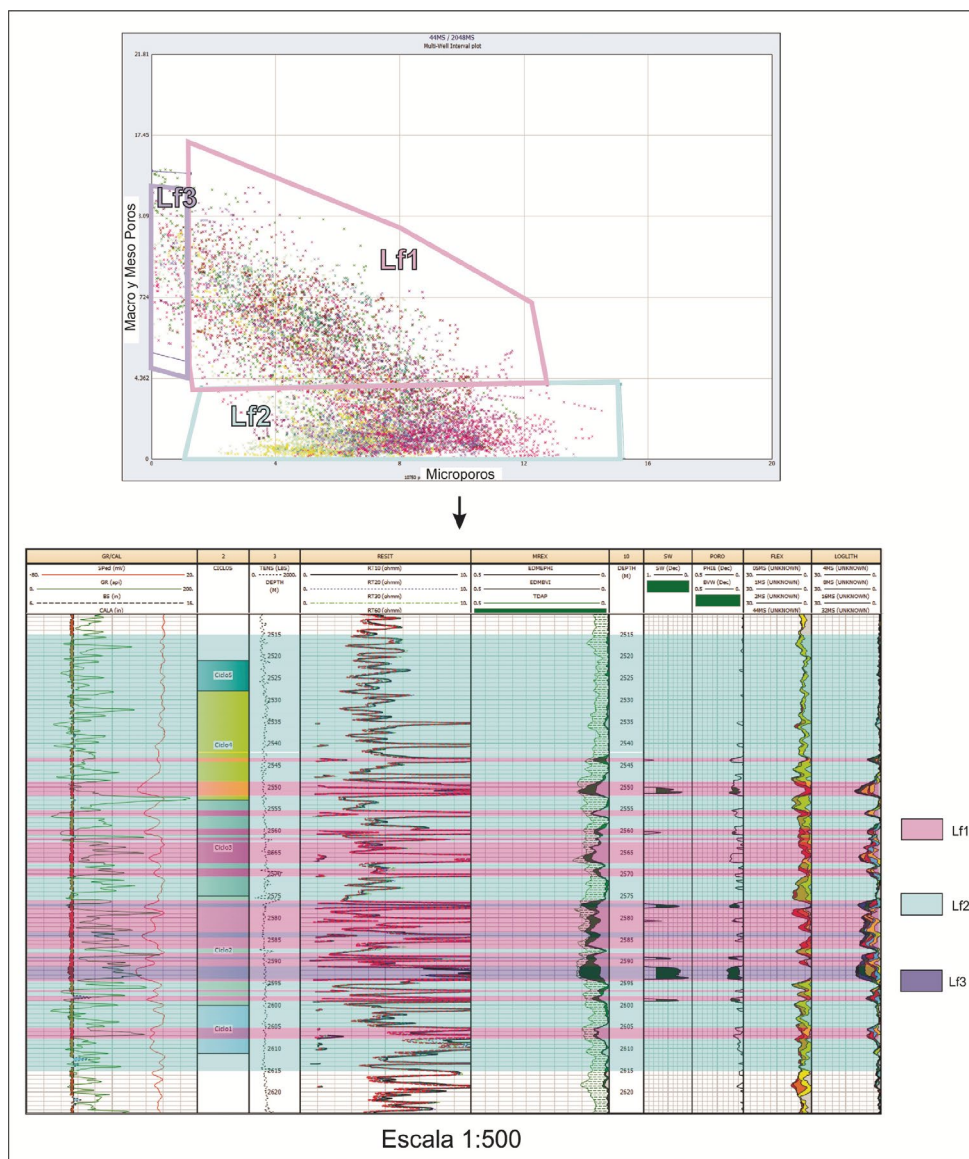


Figura 7. En el Crossplot se grafica la curva que representa la microporosidad Vs la curva que representa los macro y mesoporos. Se separan 3 áreas diferentes que corresponden a las Logfacies 1, 2 y 3.

que para las secciones definidas como reservorios LF1 hay presencia de microporos (menores a 0,06mm), mesoporos (entre 0,06 y 0,25 mm) y en menor medida macroporos (entre 0,25 y 1 mm). En cambio, en las secciones petrográficas descritas en microscopio que pertenecen a reservorios canalizados de LF3 hay predominancia de meso y macroporos, y una ausencia de microporos.

Con el fin de lograr una diferenciación sistemática de las facies y luego de la observación cualitativa de los perfiles, se trabajó en los cross plots con las curvas envolventes de los bins que representan la microporosidad vs la envolvente de los macro y mesoporos. En estos cross plots se diferencian 3 áreas correspondientes a cada Logfacies y luego se resaltan las zonas en los perfiles (Fig. 7). Una vez calibrado el modelo con las coronas de Valle Hermoso, se propagó la metodología de trabajo al yacimiento Tres Picos Norte el cual no tiene testigos coronas, pero es un análogo geológico de estos reservorios.

A partir de los perfiles de RMN en Tres Picos Norte se replicaron los cross plots y se identificaron las 3 Logfacies a lo largo del tramo de la columna estudiada. En forma paralela y

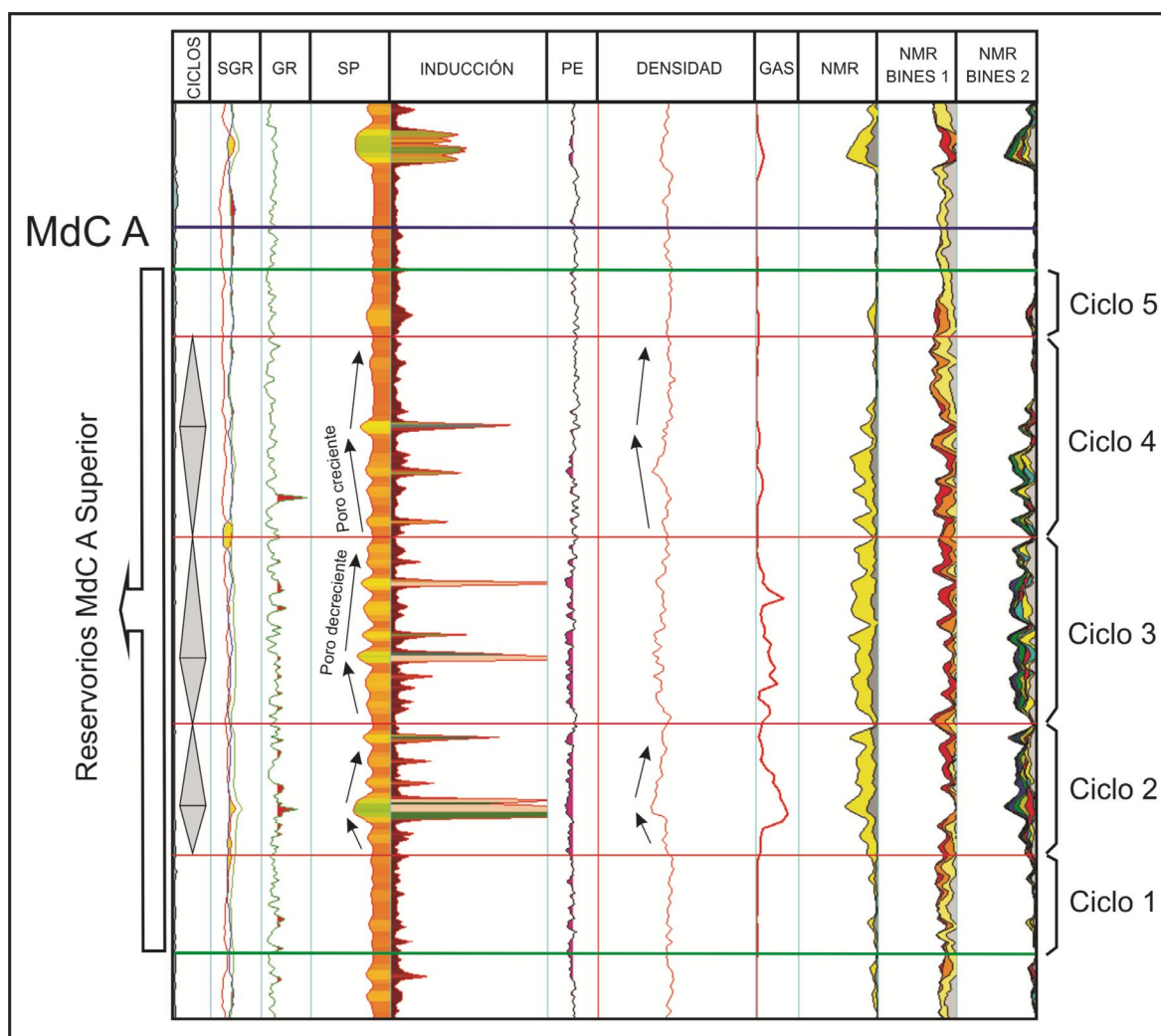


Figura 8. Subdivisión crono estratigráfica de los reservorios en 5 ciclos sedimentarios.

con el objetivo de brindarle un marco crono estratigráfico a la columna estudiada se realizó una subdivisión interna de los paquetes de reservorios según sus tendencias poro crecientes y poro decrecientes obteniendo como resultado 5 ciclos sedimentarios correlacionables en todo el bloque de Tres Picos Norte (Fig. 8).

Una vez determinada la subdivisión crono estratigráfica se determinó la predominancia de cada una de las 3 Logfacies dentro de cada ciclo sedimentario con el objetivo de poder representar la distribución tanto vertical como lateral de las mismas (Fig. 9).

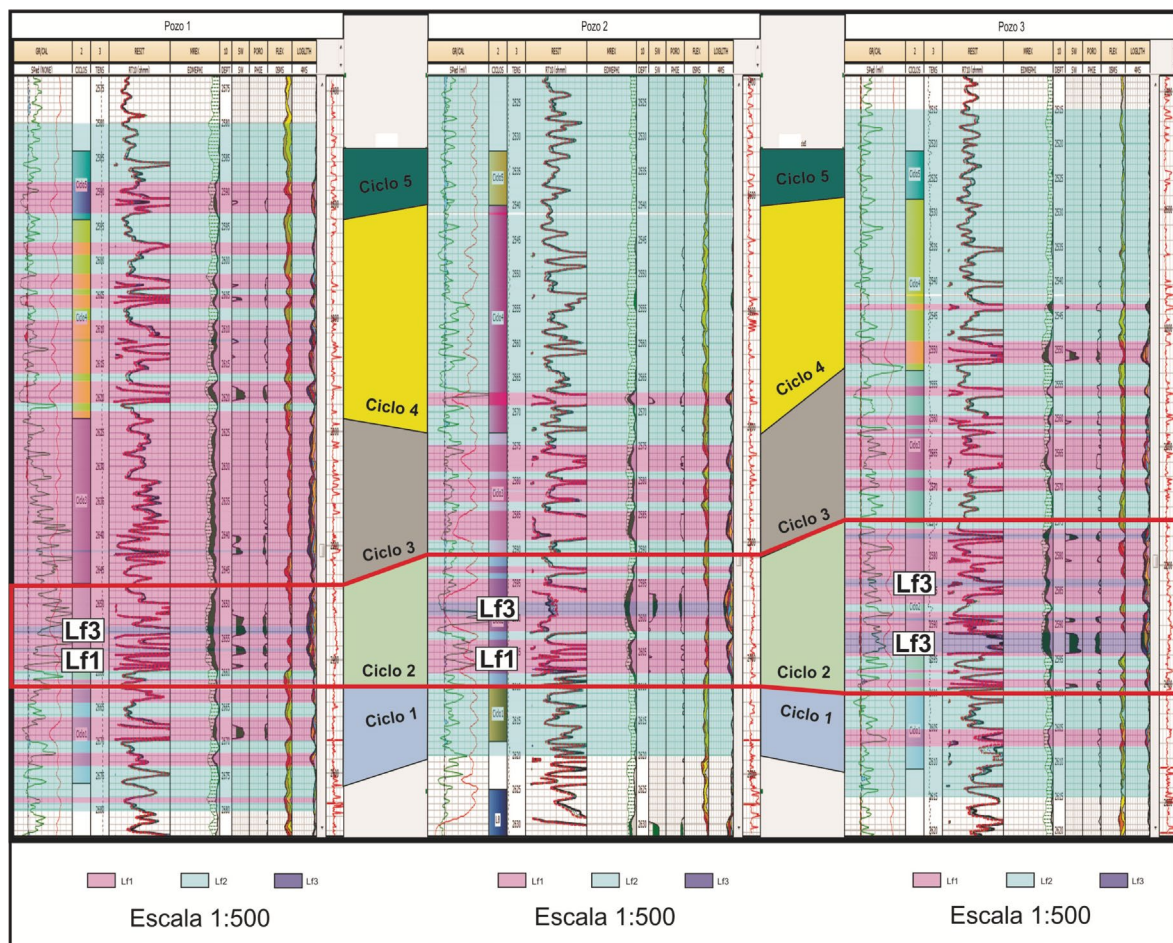


Figura 9. Sección estratigráfica en la que se observa la correlación interna en cinco ciclos sedimentarios de la columna. En recuadro rojo se muestra como varían las Logfacies vertical y lateralmente dentro del ciclo sedimentario 2 según los resultados de los Crossplots.

RESULTADOS

Luego de determinar la Logfacies dominante para cada ciclo sedimentario, se elaboraron los mapas con las distribuciones de las mismas (Fig. 10). Para esto también se completó la información realizando la interpretación petrofísica en aquellos pozos en los cuales no se registraron perfiles de Resonancia Magnética.

Los mapas arrojan como resultado una tendencia de reservorios canalizados LF3 con orientación NO-SE predominante (coincidente con la orientación principal de los reservorios canalizados de Cerro Dragón), con una progresión lateral a reservorios de planicie de inundación alterada LF1 para un mismo intervalo de tiempo, para finalmente gradar a rocas no reservorios interpretadas como LF2.

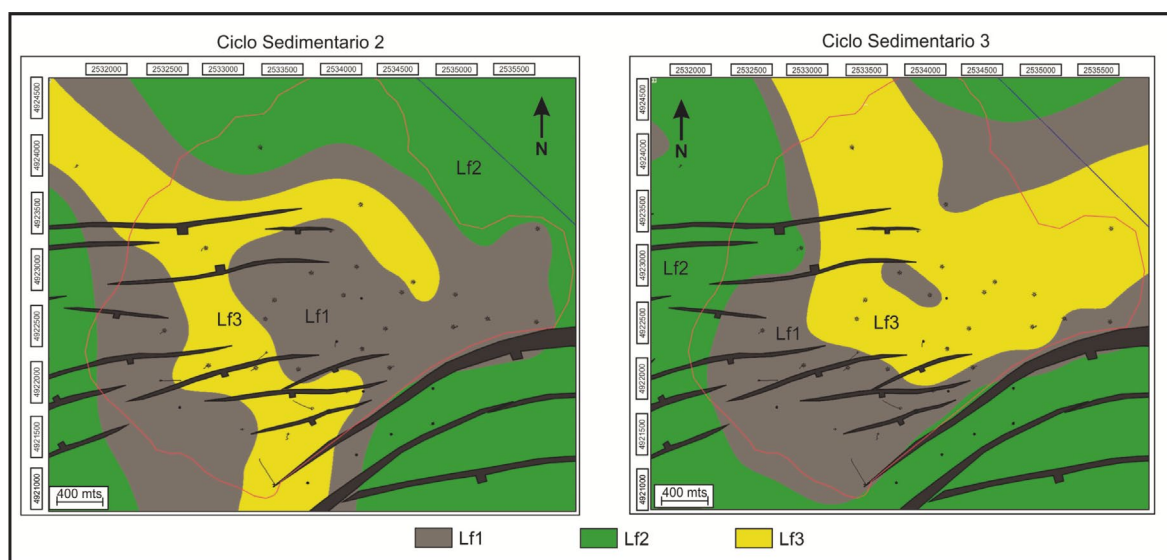


Figura 10. Mapas de distribución areal de facies para los denominados Ciclos Sedimentarios 2 y 3.

CONCLUSIONES

Los reservorios en ambientes fluviales son difíciles de predecir debido a su heterogeneidad lateral. En esta zona la dificultad es aún mayor ya que se trata de intercalaciones de reservorios canalizados y reservorios de planicie de inundación alterada. En el yacimiento Tres Picos Norte se pudo comprobar que los pozos que atraviesan mayor cantidad de reservorios canalizados tienen una mejor performance de producción, la cual se sostiene en el tiempo. Si bien los pozos que atraviesan mayoría de reservorios FL1 también son económicos, los mismos declinan más rápido y por esta razón es fundamental realizarle estimulaciones hidráulicas adecuadas. El mejor entendimiento de estos reservorios es de suma importancia para disminuir el riesgo de los prospectos.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean agradecer a las autoridades de Pan American Energy por permitirnos publicar el presente trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Acuña, C., Schiuma, A., Parra, D., Droeven, C., Berne-
do, M. y Paredes, J., 2011. "Modelo paleoambien-
tal de la Fm. Mina Del Carmen en el yacimiento
Cerro Dragón, Cuenca Del Golfo San Jorge, Ar-
gentina". VIII Congreso de Exploración y Desar-
rollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos. Mar
del Plata, 2011.
- Cayo, E., Crovetto, C., Plazibat, S., Stein, J., Díaz, M.
y Paredes, J., 2011. "Control tectónico sobre la
sedimentación de la Fm. Mina Del Carmen (Al-
biano) en el yacimiento Cerro Dragón, Cuenca
Del Golfo San Jorge, Argentina". VIII Congreso
de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos,
Trabajos Técnicos. Mar del Plata, 2011.
- Lesta P., 1968. "Estratigrafía de la Cuenca del Golfo
San Jorge". 3° Jornadas Geológicas Argentinas.
Actas 1: 251-280. Buenos Aires.
- Lesta P. y R. Ferello, 1972. "Región Extrandina del
Chubut y norte de Santa Cruz". En Geología Re-
gional Argentina: Academia Nacional de Cien-
cias: 601-654. Córdoba.
- Varela Muñoz, M. y Fernández, S., 2016. "Identi-
ficación de reservorios de gas en la Formación
Mina del Carmen utilizando inversión sísmica si-
multánea en el Yacimiento Cerro Dragón, Cuen-
ca del Golfo San Jorge, Argentina". 2° Jornadas
Geológicas de la Cuenca del Golfo San Jorge.
Comodoro Rivadavia, 2016.