

EVOLUCIÓN ESTRUCTURAL DE LA FALLA PRINCIPAL DEL YACIMIENTO PIEDRA CLAVADA Y CONSIDERACIONES SOBRE EL MODELO DEPOSITACIONAL EN LA FORMACIÓN MINA DEL CARMEN

Adrián Rasgido¹, Luciana Poveda¹

1: Pan American Energy LLC, arasgido@pan-energy.com, lpoveda@pan-energy.com

Palabras clave: Formación Mina del Carmen, análisis cinemático de falla, zonas de transferencia

ABSTRACT

Structural evolution of the main fault of the Piedra Clavada Field and considerations on the depositional model in Mina del Carmen Formation. In order to evaluate the potential of the Mina del Carmen Formation (MEC) and identify its best prospects in the Piedra Clavada Field, a study of analogy with the adjacent Koluel Kaike Field was exposed based on the kinematic analysis of the main fault of the area, the delimitation of controls on sediment supply and the depositional model proposed. Within the data available for the MEC Fm. in the Piedra Clavada Field, the 3D reflection seismic is the main source of information for the area, together with the data from few wells that reach said Fm. Based on this, and considering that both fields are limited to the south by a main fault that exert control over the deposition, a scenario of analogy with the Koluel Kaike Field was raised. The paper considers the structural analysis and kinematic evolution of the main fault of the field, from which several segments were identified, generating different styles of transfer zones and accommodation. Within this framework MEC Fm. was divided into three informal subunits called from the bottom up, MEC-A, MEC-B and MEC-C. In each subunit, the main elements that would have conditioned the distribution of the reservoirs and their potential trapping were identified, allowing to define areas with the greatest interest to continue the development of MEC Fm. in the Piedra Clavada Field.

INTRODUCCIÓN

Los yacimientos Piedra Clavada (PC) y Koluel Kaike (KK), ubicados en la provincia de Santa Cruz, Argentina (Fig. 1), son yacimientos maduros que han sido desarrollados activamente desde la década del 60. Debido a sus condiciones petrofísicas favorables y la profundidad de los reservorios, los mayores volúmenes de hidrocarburo producidos en la región provienen de la Fm. Cañadón Seco (CS), mientras que la Fm. Mina del Carmen (MEC) ha sido en general un productor secundario.

En los últimos años con el objetivo de continuar el desarrollo de estos yacimientos se comenzaron a estudiar unidades más profundas, como la Fm. MEC, surgiendo de esta manera la necesidad de analizar y comprender la distribución de los reservorios

En el año 2008 comienza una campaña de perforación a prospectos ubicados en la Fm. MEC en el yacimiento Koluel Kaike. Se inicia el desarrollo en el extremo oriental del área por ser estructuralmente más alta. Esta campaña fue exitosa para los reservorios de la Fm. CS y con el avance del desarrollo, se revalorizó la Fm. MEC, a partir de los altos caudales de petróleo liviano (40° API) producidos (Schiuma *et al.* 2013).

Con el objetivo de continuar el desarrollo hacia el Yacimiento Piedra Clavada, se propone en el presente trabajo evaluar el potencial de la Fm. MEC e identificar sus mejores prospectos.

Este estudio se realiza a partir del análisis de los datos obtenidos de la campaña de perforación 2008, mencionada anteriormente y de la campaña 2013/2014, la cual además de arrojar buenos resultados de producción para la Fm. MEC, permitió obtener mayor información en diferentes niveles estructurales a lo largo de la falla principal del yacimiento KK.

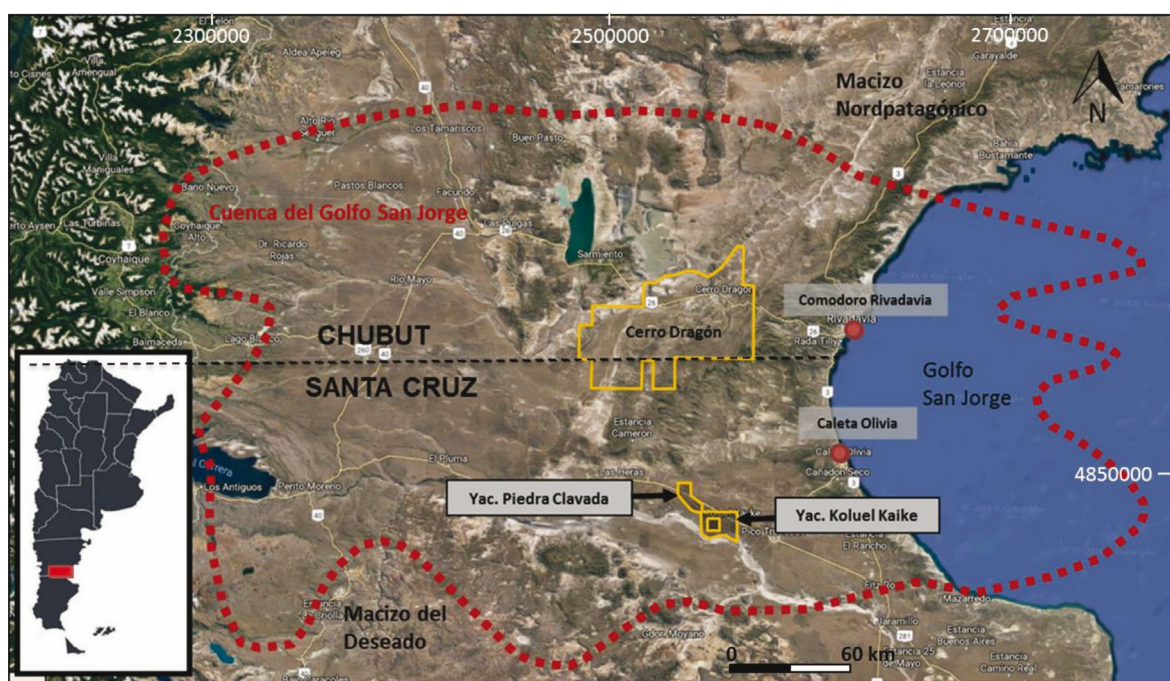


Figura 1. Ubicación del área de estudio. Yacimientos Piedra Clavada-Koluel Kaike, Cuenca del golfo San Jorge

MARCO GEOLÓGICO

En el flanco sur de la Cuenca del Golfo San Jorge, el sistema petrolero completo se encuentra dentro del Grupo Chubut (Lesta 1968) (Fig. 2). La roca madre está constituida por las pelitas bituminosas de origen lacustre/fluviol de la Formación Pozo D-129 (D-129) (Barremiano- Aptiano; Hechem *et al.* 1987). Por encima se encuentran los principales reservorios en las formaciones de origen fluvial: Mina del Carmen (Lesta 1968), Cañadón Seco (Lesta 1968), y en menor medida en la formación Meseta Espinosa (Lesta 1968).

La Fm. Cañadón Seco presenta una sucesión de areniscas, fangolitas, limolitas y piroclastitas, teniendo las areniscas porosidades promedio de 20% y permeabilidades variables con una media de 100-200 md (Salomone *et al.*, 2002). Esta formación se divide en dos complejos arenosos, denominados Mb. Cañadón Seco-1 y Mb. Caleta Olivia, separados por una sección pelítica de características semiregionales llamada Miembro O-12.

De acuerdo a Sylwan, 2001 la Fm MEC está caracterizada en el sector central de la cuenca por piroclastitas principalmente tobas grises verdosas y pelitas con intercalaciones de areniscas tobáceas. Hacia los flancos de la cuenca esta unidad es dominada por areniscas de ambiente depositacional fluvio-deltaico de poco espesor, que muestra una distribución irregular. Lóbulos aluviales han sido interpretados en áreas próximas a los flancos, mientras que fajas de meandros y lagos efímeros se cree que tuvieron lugar en sectores distales de la cuenca (Vela y Hechem 1997).

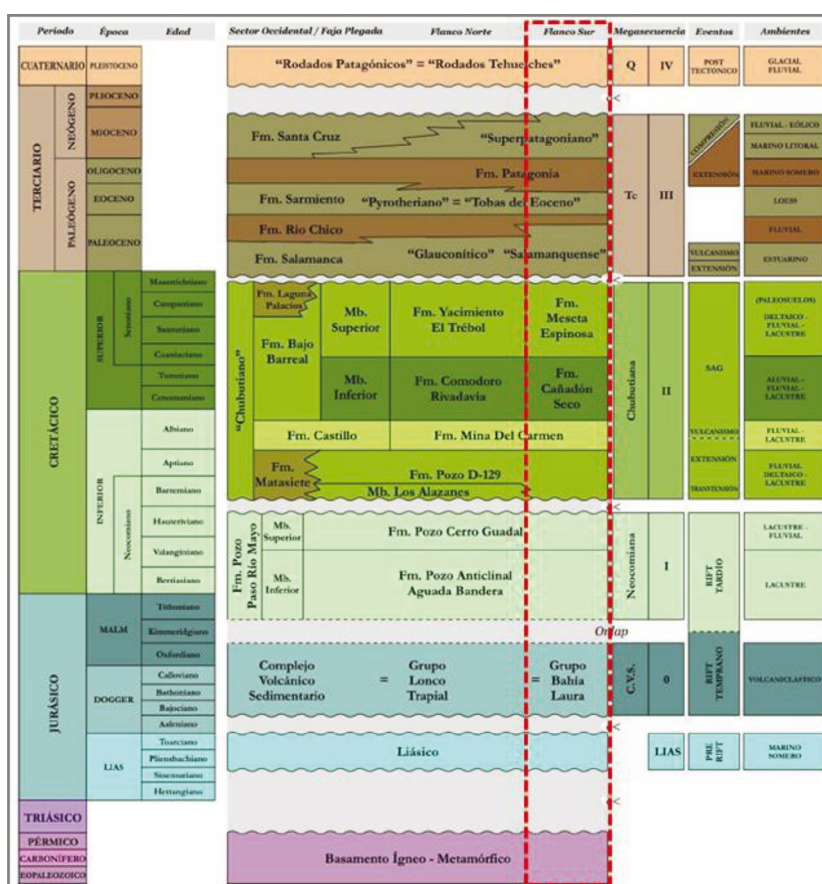


Figura 2. Columna estratigráfica para la cuenca del golfo San Jorge (tomado de Cayo *et al.*, 2011)

El estilo estructural del área se define esencialmente por fallas normales, presenta una falla principal de rumbo NO-SE, cuyo bloque bajo está caracterizado por un gran juego de fallas sintéticas y antitéticas a ella. Esta falla ha sido activa durante la etapa de rift de la cuenca, con reactivaciones posteriores, presentando cambios de espesor en la columna estratigráfica a ambos

lados. Los principales reservorios se encuentran dentro del sistema de fallas presentes en el bloque bajo, caracterizado por una alta compartimentalización.

Las fallas desempeñaron un rol fundamental para la existencia del sistema petrolero, dado que constituyeron las vías de migración de los hidrocarburos, como así también controlaron la concentración y distribución de los mismos.

METODOLOGÍA

El análisis de los datos para la Fm. MEC en el Yacimiento PC parte casi exclusivamente de la información sísmica, ya que la información directa obtenida por pozos es escasa. Por este motivo se emplean los datos obtenidos en las campañas de perforación del Yacimiento KK para ampliar la interpretación del modelo depositacional del área, buscando establecer analogías entre ambos yacimientos.

La metodología empleada en este trabajo siguiendo a Cayo *et al* (2011), consistió inicialmente en dividir a la Fm. MEC en tres sub-unidades informales denominadas, de base a techo, MEC-A, MEC-B y MEC-C.

A partir de la interpretación sísmica y de la calibración de pozos se confeccionaron mapas estructurales a techo de cada sub-unidad y mapas de isoespesor para cada intervalo.

Usando como información de base los datos del análisis cinemático de la falla principal del área, elaborado por Crovetto y Schiuma (2013), fue posible realizar el perfil de desplazamiento de la misma, mostrando en un gráfico la variación del rechazo vertical aparente de cada horizonte a través de la longitud de la falla; y construir el mapa de desplazamiento el cual representa los contornos de isodesplazamiento para la superficie de falla, proyectado sobre un plano vertical paralelo al rumbo de la misma (Barnett *et al.* 1987, Walsh y Watterson 1991). Finalmente se logró calcular el índice de expansión (Thorsen 1963) de cada sub-unidad a lo largo de la falla. El mismo permitió analizar la historia de crecimiento de la falla determinando la relación entre el espesor de una unidad en el bloque bajo y alto para diferentes posiciones estratigráficas.

En función de los perfiles de pozo disponibles se definieron facies de reservorio y no reservorio, calculándose a partir de ellas las relaciones de net/gross por pozo buscando identificar la proporcionalidad entre los espesores totales y los espesores permeables de cada subunidad así como la distribución de facies en el yacimiento.

Para la identificación sísmica de eventos estratigráficos se aplicaron diferentes atributos sísmicos de los cuales la descomposición espectral resultó ser la más adecuada para identificar canales fluviales. Se realizó para frecuencias entre 14 y 48 Hz, referidas a cada subunidad y se generaron superposiciones RGB para resaltar mejor las geoformas.

RESULTADOS

Análisis cinemático de falla

El perfil de desplazamiento de la falla principal del área de estudio (Fig. 3), muestra una marcada asimetría en la distribución de los valores de rechazo vertical aparente a lo largo de la traza de falla. El yacimiento PC muestra en términos generales, menores valores de desplazamiento respecto a yacimiento KK, para todas las subunidades.

Se puede observar que los valores máximos se concentran en el sector sureste del yacimiento PC y oeste del yacimiento KK, mientras que los mínimos se ubican hacia los extremos de la traza de falla. En la Fm. D-129, los desplazamientos alcanzan máximos en dos sectores diferentes a lo largo de la traza de falla (Fig. 3), registrándose valores de 858 y 908 ms. Para la Fm. MEC

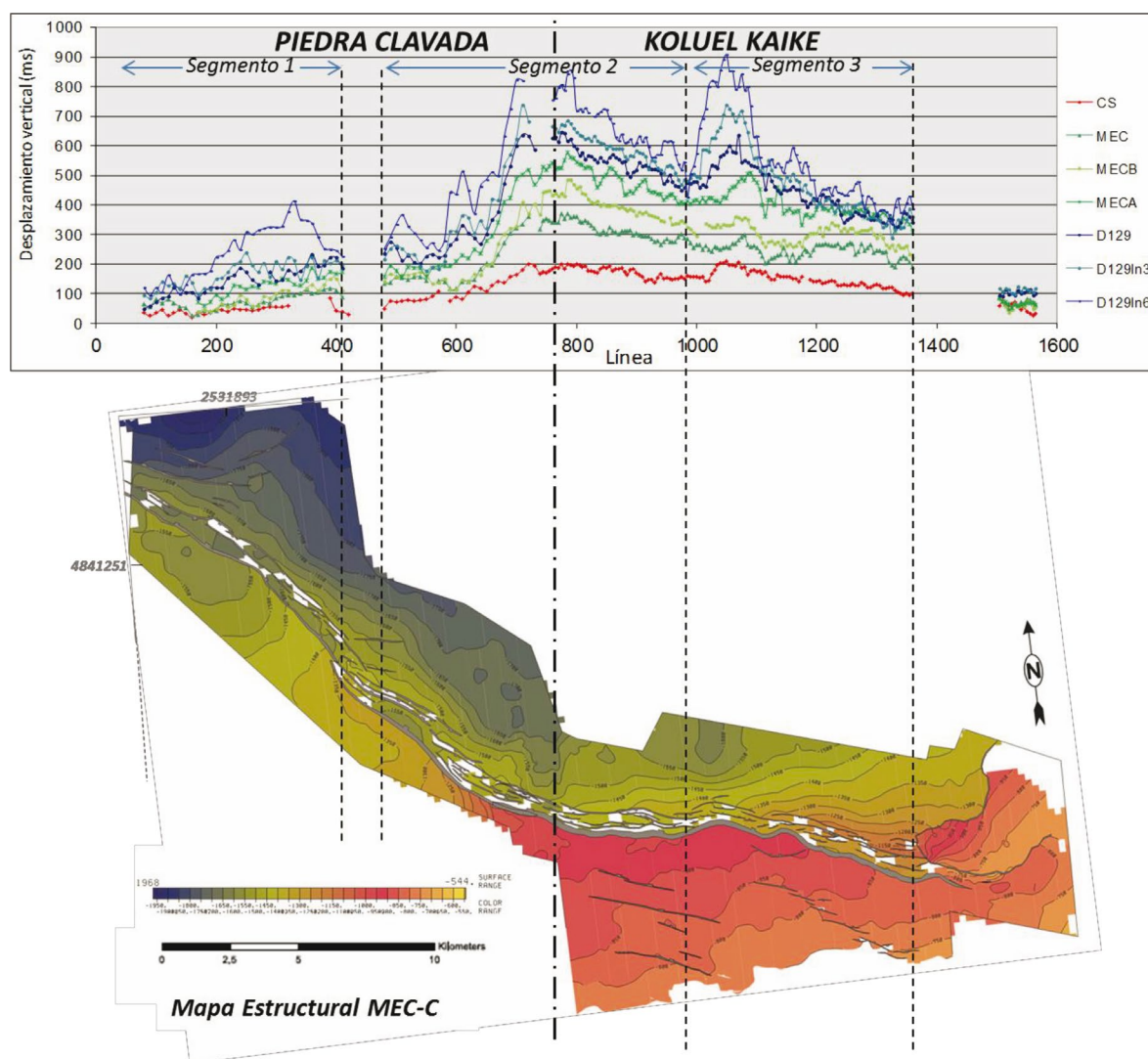


Figura 3. Perfil de desplazamiento de la falla y mapa estructural al techo de MEC.

los máximos rechazos se asocian al techo de la subunidad MEC-A con una distribución de desplazamiento similar a la precedente pero con valores máximos de 576 y 578 ms. Al techo de la subunidad MEC-B la distribución cambia, mostrando los máximos valores en un único sector alcanzando 484 ms de desplazamiento (Fig. 3). Finalmente para el techo de MEC-C, la distribución de valores máximos se mantiene en la misma ubicación, aunque atenuándose la diferencia con los valores mínimos. Cabe destacar que en la evolución cinemática de esta falla se observa que los desplazamientos verticales van disminuyendo en magnitud durante la depositación del Grupo Chubut, mostrando rechazos verticales aparentes sucesivamente menores en las unidades más jóvenes.

Al realizar un análisis más detallado de la forma del perfil de desplazamiento se evidencian tres máximos locales de diferente magnitud referidos a markers internos dentro de la Fm. D-129, dos de ellos en la zona de máximos desplazamientos (yacimiento KK) y uno en la zona de mínimos (yacimiento PC). Esto nos permite identificar al menos tres segmentos diferentes en los primeros estadios de la falla, los cuales a pesar de mostrar sucesivamente

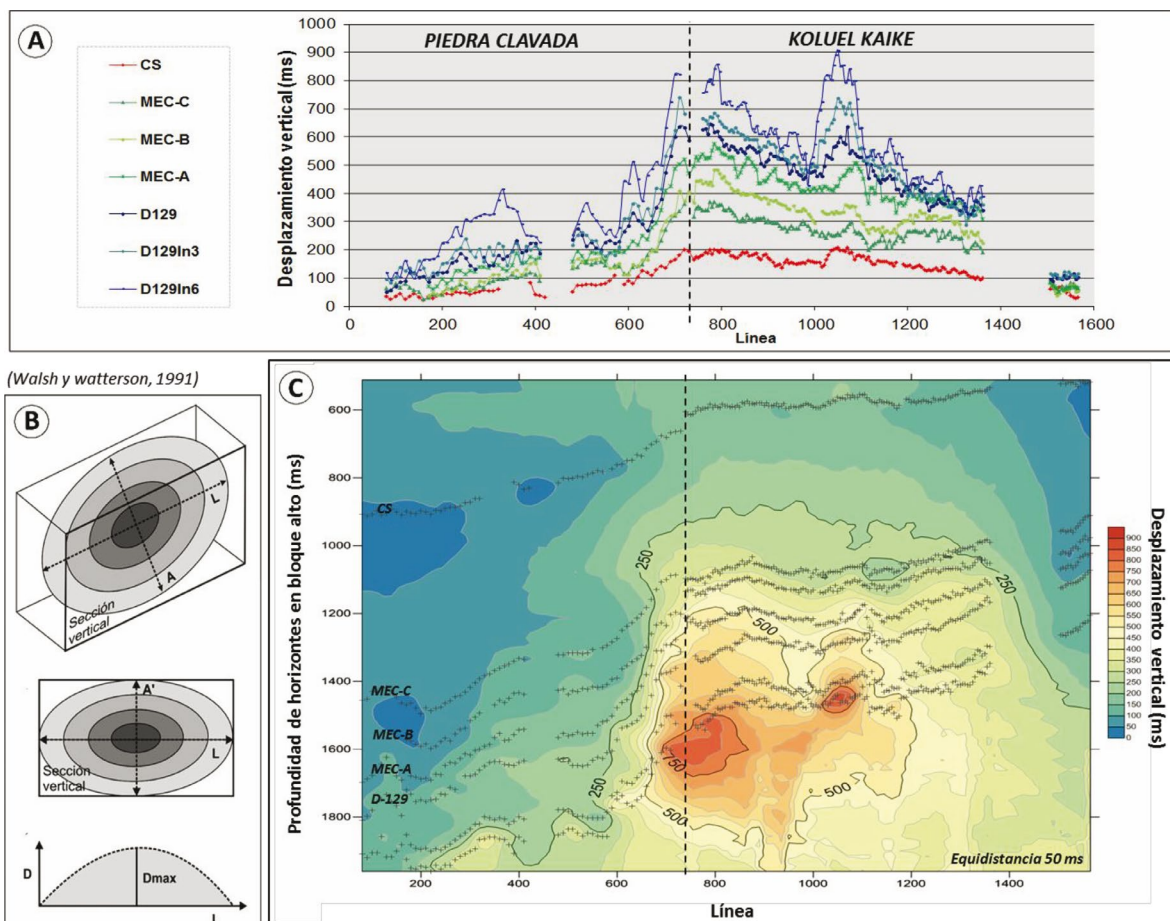


Figura 4. A) Perfil de desplazamiento de la falla analizada. B) Esquema que grafica la distribución del desplazamiento en una superficie de falla de longitud L y alto A, con su mapa y perfil de desplazamiento correspondiente (Walsh y Watterson, 1991). C) Mapa de desplazamiento de la falla analizada.

menores desplazamientos generales, evolucionan mediante la propagación y conexión de dichos segmentos exhibiendo en su interacción zonas de transferencia sintéticas donde se acomodan los esfuerzos.

Distribución del desplazamiento en el plano de falla

El desplazamiento en una superficie de falla varía de manera sistemática y predecible y su gradiente puede representarse como una función del desplazamiento máximo y las dimensiones de la superficie de falla (Walsh y Watterson 1987), si estos se proyectan en un plano vertical paralelo al rumbo de la falla y se contornean los valores de igual desplazamiento dentro del plano, es posible identificar patrones sistemáticos en las diferentes etapas de crecimiento de una falla o de un sistema de fallas. Si consideramos el caso ideal de una falla normal aislada, de geometría plana y desarrollada en un medio elástico, isótropo y homogéneo, los contornos de isodesplazamiento tendrán la forma de elipses concéntricas centradas en el punto de máximo desplazamiento y con valores tendientes a cero en los bordes (Barnett *et al.* 1987, Walsh y Watterson 1988).

Para el caso de la falla analizada, el diseño de los contornos de desplazamiento tiene formas que se aproximan a elipses cuyos contornos de máximo desplazamiento se centran en el techo de la Formación D-129 (Fig. 4). La presencia de varios máximos y la forma irregular de los contornos hacia las terminaciones laterales, serían indicativos de que se trata de una falla madura que se ha formado por la conexión lateral de varios segmentos individuales (Nicol *et al.* 1996). Hacia abajo, las terminaciones inferiores no están claramente definidas debido a la falta de horizontes interpretados a mayor profundidad dentro de la Fm. D-129.

Por otro lado se puede apreciar una importante diferencia en la magnitud de los desplazamientos de un yacimiento a otro, encontrándose en KK significativamente mayores desplazamientos con diferencias de hasta 600 ms en los puntos máximos de las elipses.

Partiendo de estas observaciones, tanto del gráfico como del mapa de desplazamiento de la falla, podemos interpretar diferentes estadios evolutivos para la falla dentro del Grupo Chubut, siguiendo el modelo de Peacock y Sanderson, 1994.

El estadio inicial (Fig. 5.a) se caracterizaría por la existencia de segmentos de fallas individuales con una distribución de desplazamiento que no es homogénea, concentrando los máximos desplazamientos en la parte central de las trazas y disminuyendo progresivamente hacia los extremos de las mismas. Esto evidencia un crecimiento según el modelo de propagación radial clásico (Cartwright, 1995).

Un segundo estadio (Fig. 5.b) estaría dado por el crecimiento individual y propagación lateral de las fallas con la generación de zonas de transferencia sintéticas, caracterizadas por el desarrollo de fallas menores que acomodan el desplazamiento en estas zonas y ligan las trazas de mayor magnitud, funcionando además como zonas preferenciales de ingreso de sedimentos.

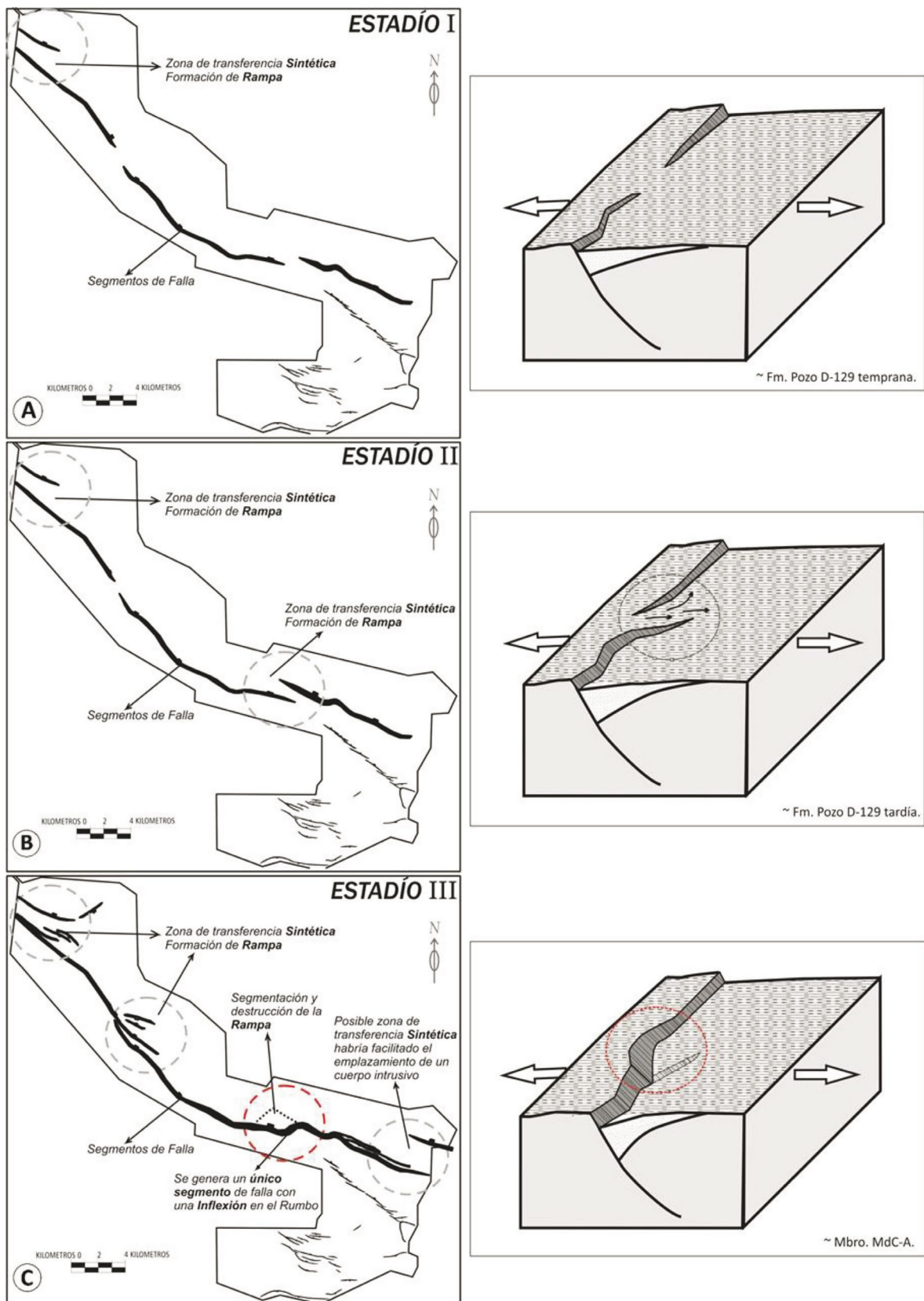


Figura 5 .Modelo de crecimiento de fallas por propagación y conexión de segmentos (Cartwright *et al.* 1995) Y adaptación de los estadios evolutivos de una rampa de relevo (Peacock y Sanderson, 1994) A) Estadio I; B) Estadio II; C) Estadio III.

Finalmente un tercer estadio (Fig. 5.c) reflejaría una interacción compleja entre los segmentos de falla, donde se observan aún zonas de transferencia en distintos niveles de desarrollo y la unión de dos de los segmentos en una única traza quedando como relictos de la interacción una marcada inflexión en el rumbo de la falla.

Cabe destacar que en ambos extremos de la traza de falla, hacia los límites de la concesión, fueron interpretadas zonas de transferencia, que si bien no se observan en el perfil de desplazamiento, fueron identificadas a través de la información sísmica.

Índice de expansión

El índice de expansión, introducido por Thorsen (1963) se ha utilizado para analizar el crecimiento a largo de falla del bloque. El índice es determinado a partir de la relación entre el espesor en el bloque bajo y alto para cada subunidad a lo largo del rumbo de la falla.

Para el caso de esta falla, se observa una relación directa entre la potencia de las subunidades MEC A, MEC B y MEC C, tal como se esperaba en función de la cinemática de la falla. Es decir, a mayor desplazamiento vertical en la falla, se observan mayores espesores en el bloque bajo. Sin embargo el espesor dentro de cada subunidad es variable a lo largo del rumbo de la falla,

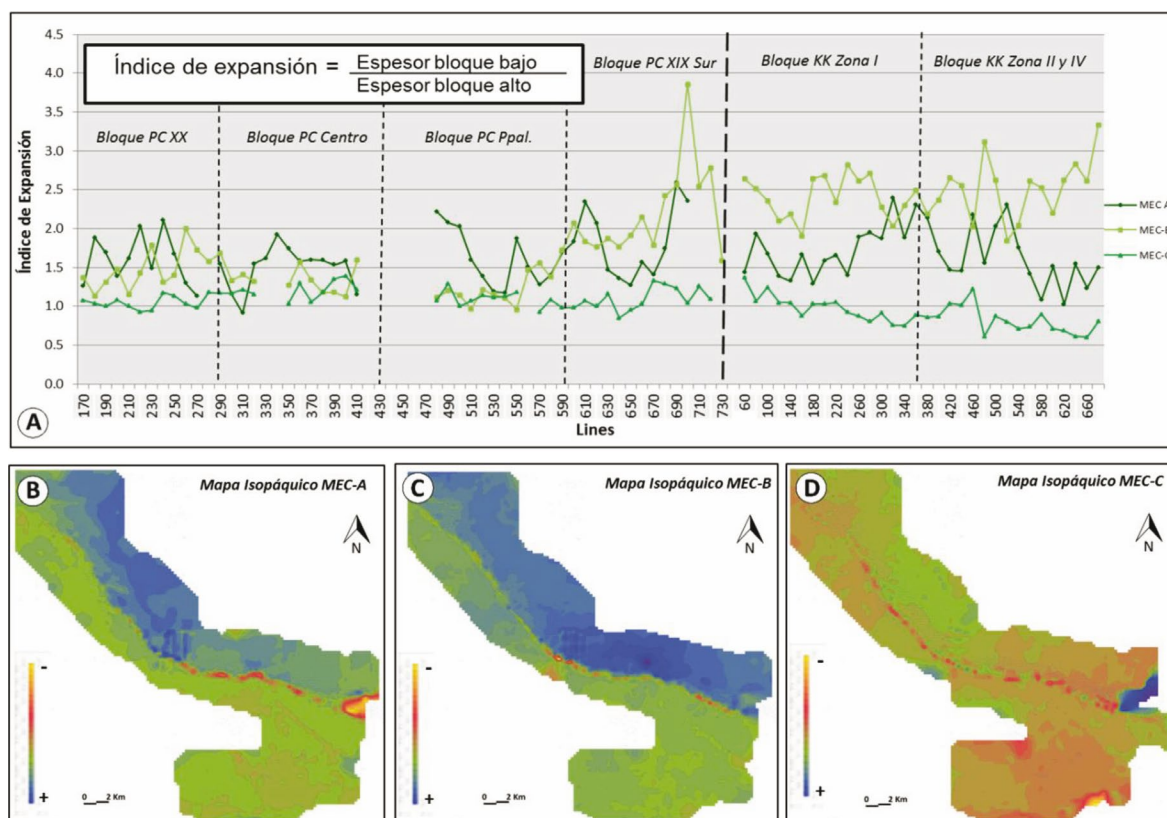


Figura 6. A) Gráfico del índice de expansión a lo largo del rumbo de la falla principal. B) Mapa isopáquico de la subunidad MEC A, C) Mapa isopáquico de la subunidad MEC B y D) Mapa isopáquico de la subunidad MEC C.

observándose en términos generales mayor espesor en los bloques KK I y PC XIX Sur ubicados hacia el centro de la traza de falla y disminución del mismo hacia los extremos de la misma en los bloques PC XX y KKIV al oeste y este, respectivamente (Fig. 6A).

De acuerdo al índice de expansión calculado (Fig. 6A), para MEC A se registran valores entre 1 y 2,5, lo que indicaría importante actividad tectónica durante la depositación de esta subunidad, tal como se exhibe en el análisis cinemático de la falla. El mayor espesor para esta subunidad se observa en los bloques PC Centro y PC Principal, dicha sección no fue alcanzada por ningún pozo perforado en la zona.

En el caso de MEC B el índice de expansión alcanza valores máximos, ubicándose entre 1 y 3,5, lo que indicaría actividad tectónica mayor que en la subunidad infrayacente MEC A.

Particularmente es en el yacimiento KK donde los valores de expansión alcanzan sus máximos entre 2 y 2,5, limitándose a valores cercanos a 1,5 en el yacimiento Piedra Clavada. Esto se corresponde con el mayor espesor de esta subunidad en el bloque bajo, ubicándose los depocentros en el bloque KK I y PC XIX Sur (Fig. 6C). Por otro lado, cabe destacar que en el bloque alto, en comparación con los miembros MEC A y MEC C, existe espesor considerable para MEC B, lo que indicaría actividad tectónica de mayor escala, fuera del alcance de este trabajo o un incremento de la tasa de sedimentación.

Finalmente para MEC C, los valores del índice de expansión se mantienen próximos a 1 a lo largo del rumbo de la falla, indicando escasa a nula actividad tectónica sinsedimentaria para esta subunidad, donde la depositación estuvo condicionada por el espacio de acomodación remanente y una posible subsidencia regional (Fig. 6D).

Información antecedente de pozos en el yacimiento Piedra Clavada

De la información de pozos existentes en el yacimiento Piedra Clavada, tan solo ocho alcanzan

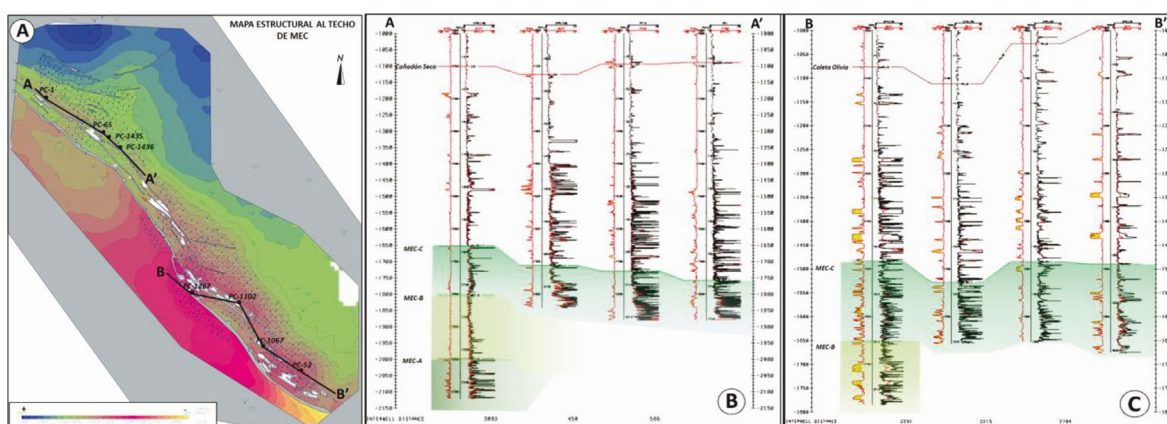


Figura 7. A) Mapa estructural al techo de la Fm. MEC, mostrando las secciones de los cortes. B) Corte estructural A-A' mostrando los pozos que alcanzan a la Fm. MEC al NO del yacimiento PC. C) Corte estructural B-B' mostrando los pozos que alcanzan a la Fm. MEC al SE del yacimiento PC.

la Fm MEC. Cuatro de ellos se encuentran en el sector noroeste del yacimiento PC y cuatro en el sector sureste del mismo (Fig. 7A). Sólo uno atraviesa las 3 subunidades aunque no alcanza el techo de la Fm. Pozo D-129, mientras que otro de ellos ingresa 130 m en la subunidad MEC-B. Los seis pozos restantes solo alcanzan diferentes secciones de la subunidad MEC-C (Fig. 7B y C).

Del grupo de pozos situados al noroeste se destaca el pozo más septentrional, el cual ingresa 120 m en la subunidad MEC-A, permitiendo observar la ausencia de reservorios en las subunidades MEC-C y MEC-B.

De los pozos ubicados en la región sureste de PC se destaca el pozo más occidental, el cual atraviesa parte de la subunidad MEC-B mostrando características muy diferentes a las observadas en los pozos del yacimiento KK.

En él se identifican tres cuerpos arenotobáceos dentro de MEC-B con espesores del orden de 20 m y tendencias progradantes. Los mismos fueron descriptos por testigos laterales de impacto como arena media, matriz sostén con clastos subangulosos y subredondeados de tobas vitroclásticas y vulcanitas ácidas y básicas, indicadores de matriz de origen piroclástico.

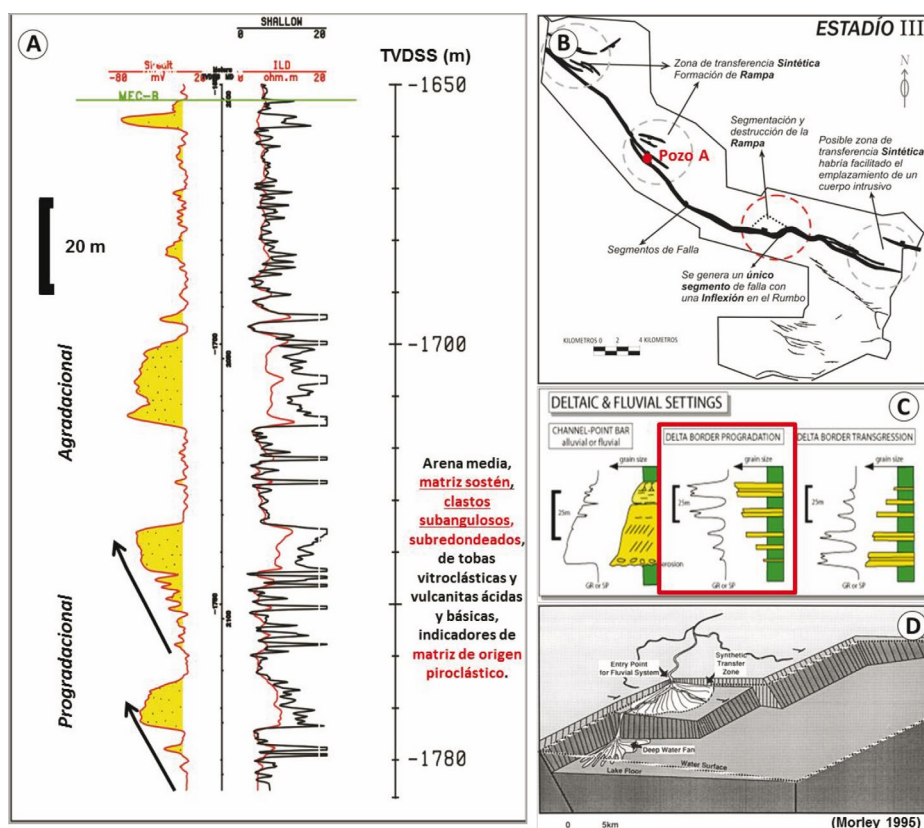


Figura 8. A) Subunidad MEC-B en el Pozo A mostrando el arreglo progradacional, estrato-creciente. B) Ubicación del pozo en el Yacimiento PC dentro de la zona de transferencia sintética, C) Respuesta características de SP para depósitos progradantes. D) Bloque diagrama de zona de transferencia sintética y transferencia de sedimentos vía bloques intermediarios de falla (Morley 1995).

A partir de esto, los cuerpos podrían ser interpretados como depósitos de flujos gravitatorios similares a los descritos para la Fm. Castillo en afloramiento (Paredes *et al.* 2013), encontrándose en este caso asociados localmente a la rampa de relevo y posible zona de transferencia de materiales, lo cual justificaría la presencia de estos reservorios atípicos para la zona (Fig. 8).

Respecto a los 3 pozos restantes atraviesan casi en su totalidad MEC-C mostrando en este sector presencia de material tobáceo y reservorios lenticulares de espesores no mayores a 5 metros de mala calidad petrofísica.

Análisis de la distribución de ensayos y calidad de reservorios

En el año 2013/2014 se llevó a cabo la campaña de perforación surgida a partir del estudio presentado por Crovetto *et al.*, 2013, dirigido a evaluar el potencial de la Fm. MEC. La campaña se inició en el sector más oriental del yacimiento KK y fue muy exitosa para la Fm. MEC, arrojando en más del 50% de los ensayos, elevados caudales y cortes de petróleo (Fig. 9, 10 y 11), los cuales se vieron consecuentemente reflejados en las producciones de los pozos.

Esta campaña, además de arrojar buenos resultados de producción para la Fm. MEC, permitió obtener mayor información del área, tanto de perfiles a pozo abierto y control geológico, como de datos de presiones y caudales.

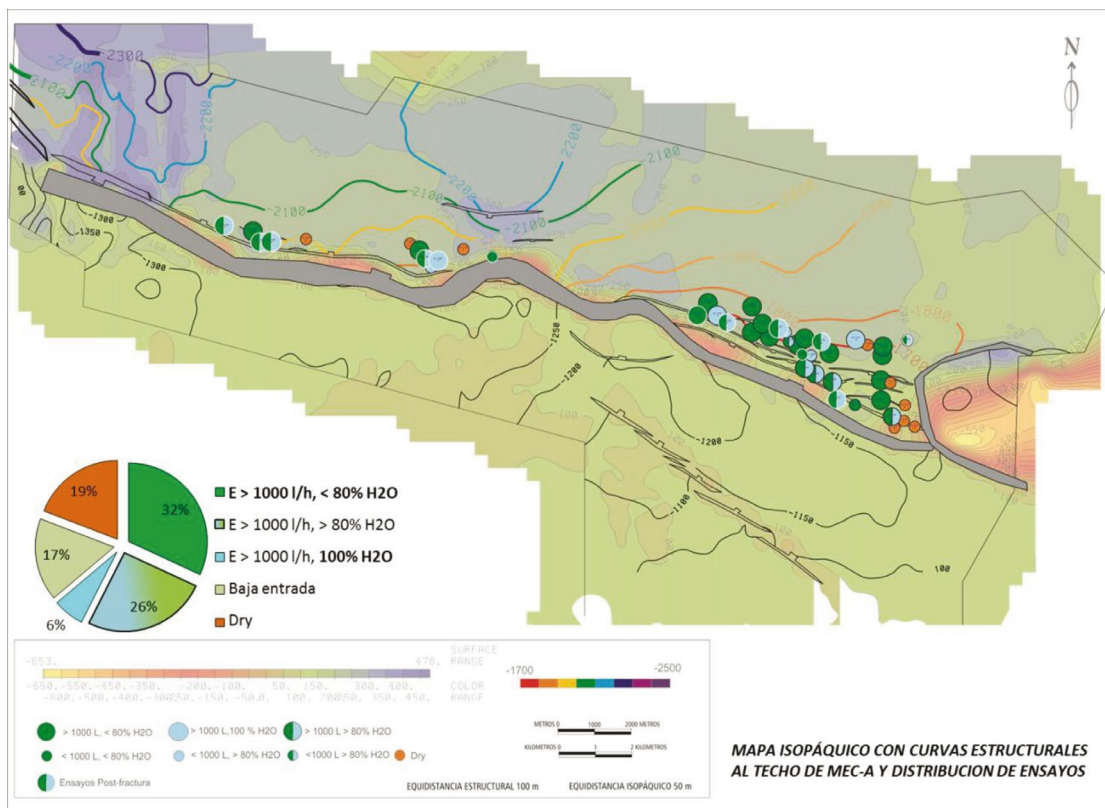


Figura 9. Mapa isopáquico de MEC A, con curvas estructurales y distribución de ensayos.

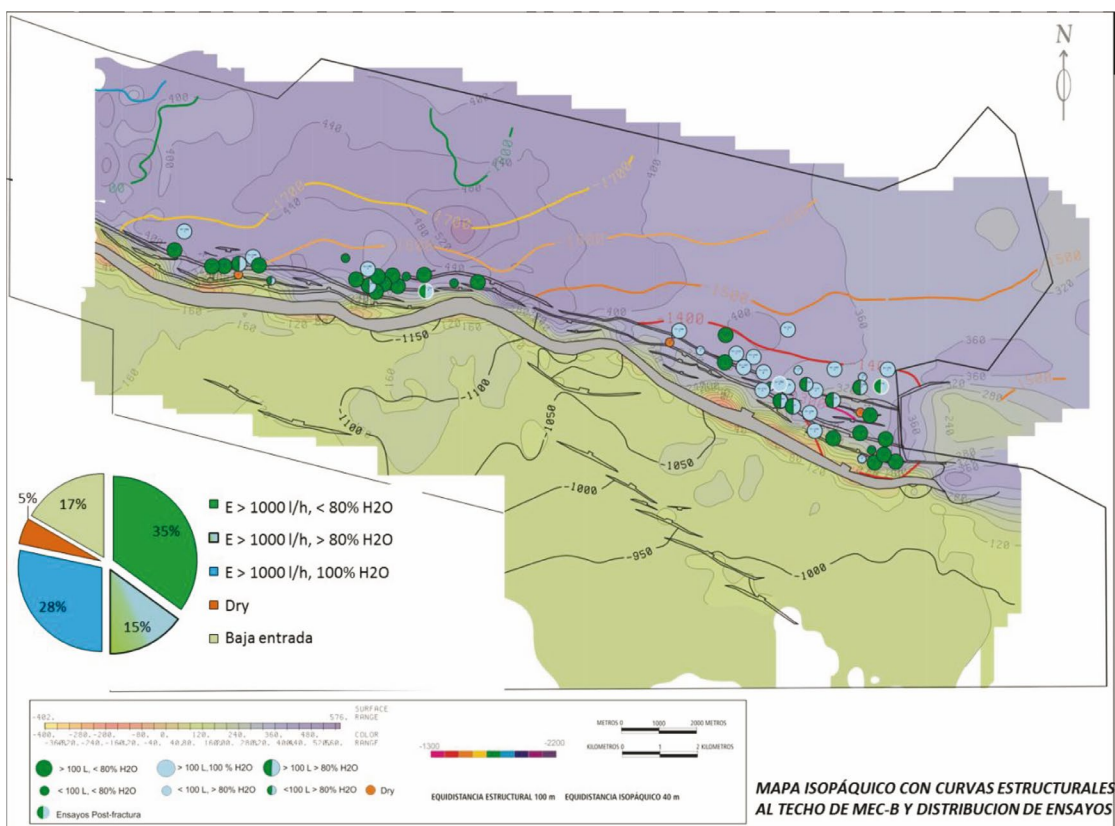


Figura 10. Mapa isopáquico de MEC B, con curvas estructurales y distribución de ensayos.

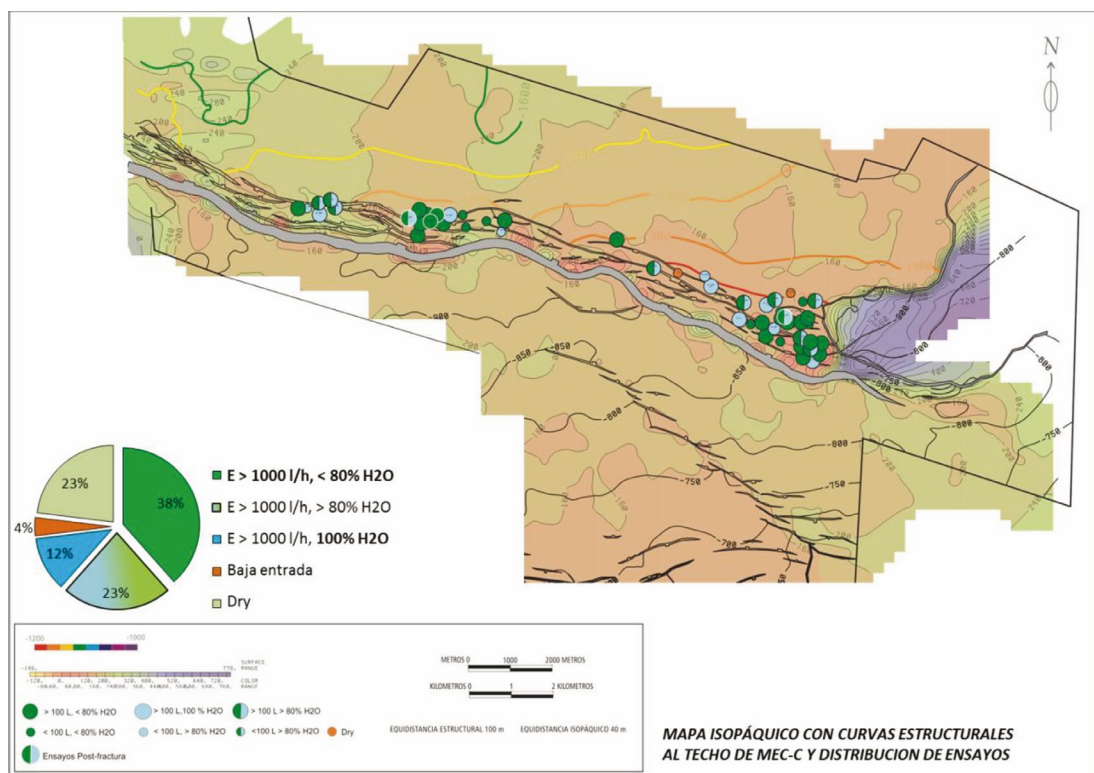


Figura 11. Mapa isopáquico de MEC C, con curvas estructurales y distribución de ensayos

Con los perfiles disponibles se definieron facies de reservorio y no reservorio, considerando diferentes cut-off indicativos de facies arenosas (Fig. 12).

Facies Reservorio	Facies No Reservorio
SP < -10 mV	SP > -10 mV
RT > 6 ohm.m	RT < 6 ohm.m
$\Phi > 12\%$	$\Phi < 12\%$

Figura 12. Tabla de Cut Off característicos de facies arenosas

A partir a éstas, se calcularon las relaciones de net/gross por pozo buscando identificar proporcionalidad entre los espesores totales y los espesores permeables de cada subunidad y analizar la distribución de facies en el yacimiento (Fig. 13, 14 y 15). Se utilizaron únicamente aquellos pozos con la columna sedimentaria completa para la Fm. MEC, sumando un total de 30 pozos.

En general se observa una proporcionalidad directa entre el porcentaje de Net-to-gross y el espesor total tanto para la sub-unidad MEC-B como para MEC-C con regresiones de 0.4 y 0.5 respectivamente, mientras que para MEC-A la dispersión en los datos impide establecer alguna relación entre las variables (Fig. 13, 14 y 15).

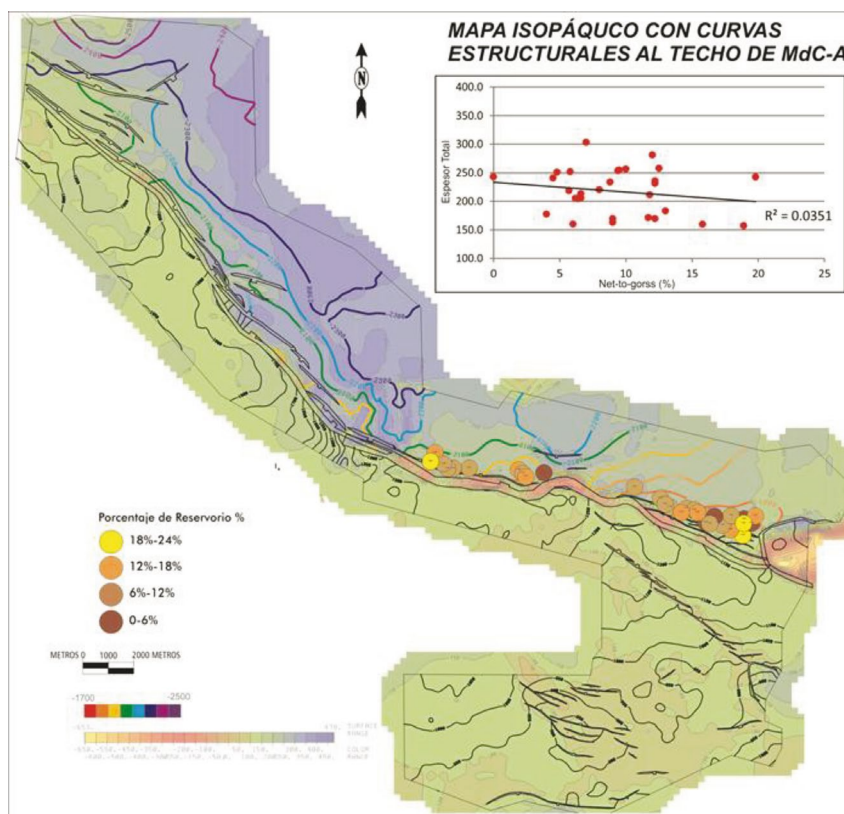


Figura 13. Mapa isopáquico de MEC A, curvas estructurales del techo y porcentaje de reservorio respecto al espesor total. Gráfico de dispersión de Espesor total Vs. Net-to-Gross.

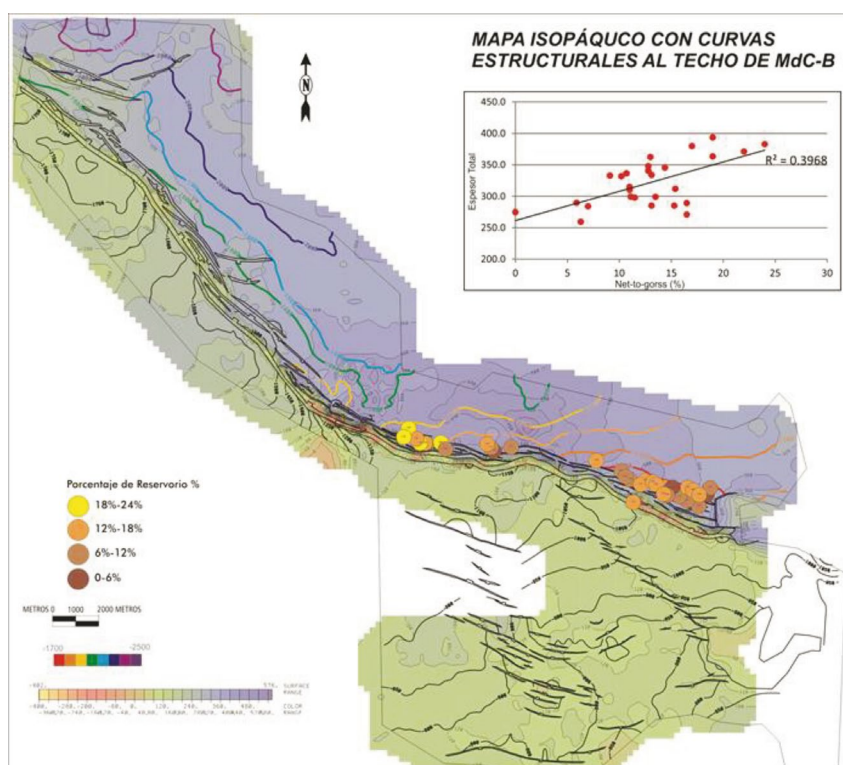


Figura 14. Mapa isopáquico de MEC B, curvas estructurales del techo y porcentaje de reservorio respecto al espesor total. Gráfico de dispersión de Espesor total Vs. Net-to-Gross.

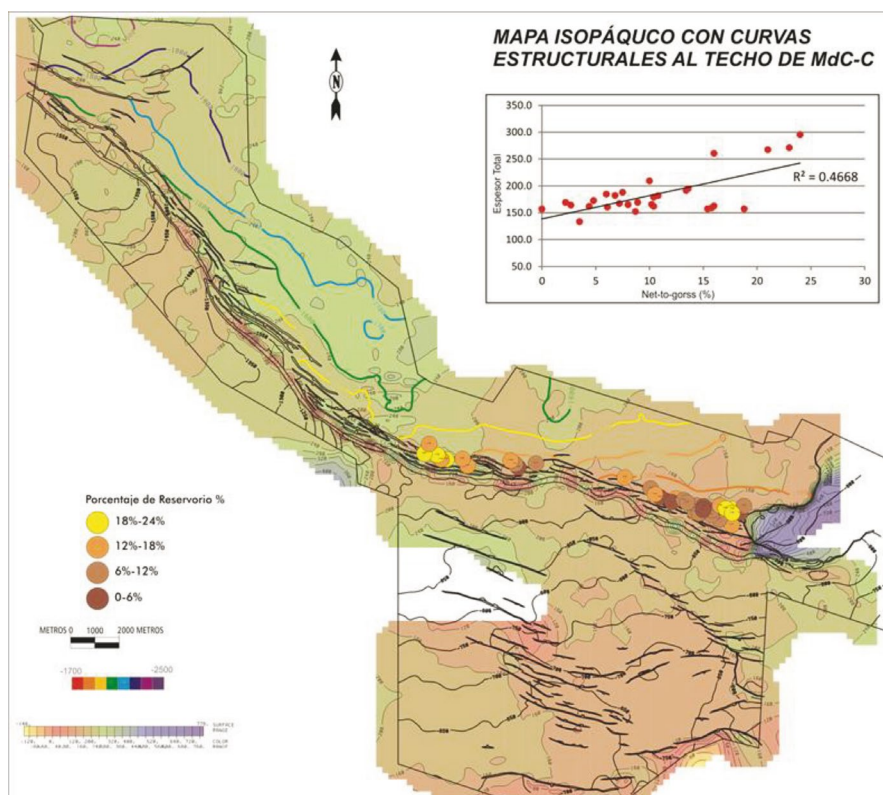


Figura 15. Mapa isopáquico de MEC C, curvas estructurales del techo y porcentaje de reservorio respecto al espesor total. Gráfico de dispersión de Espesor total Vs. Net-to-Gross.

Al realizar la correlación de pozos a través de perfiles convencionales se observó en estos un relativo aumento en la resistividad de las facies no reservorios desde los perfiles de pozos ubicados en los extremos de la traza de falla hacia el centro de la misma.

Luego de realizar la normalización (Fig. 16), se analizaron las litologías descriptas por control geológico y se realizaron cortes representativos.

A partir de esto se logró confirmar esta tendencia, apreciándose claramente el aumento de materiales tobáceos en facies no reservorio en las descripciones del control (Fig. 17). Esto muestra consistencia en la hipótesis planteada para el modelo depositacional, para el cual las áreas de ingreso preferencial de materiales se encuentran en las zonas de transferencia ubicadas en los extremos de la traza de falla, y el principal depocentro local se ubicaría en el centro de la misma, donde los desplazamientos son más significativos, generando mayor espacio de acomodación, y por lo tanto mayores espesores en la columna sedimentaria.

Descomposición Espectral

Para la identificación sísmica de eventos estratigráficos la descomposición espectral resultó ser el atributo más adecuado, permitiendo la interpretación de geoformas en las diferentes subunidades. Se realizaron cubos de monofrecuencias para valores entre 14 y 48 Hz, referidos al techo de

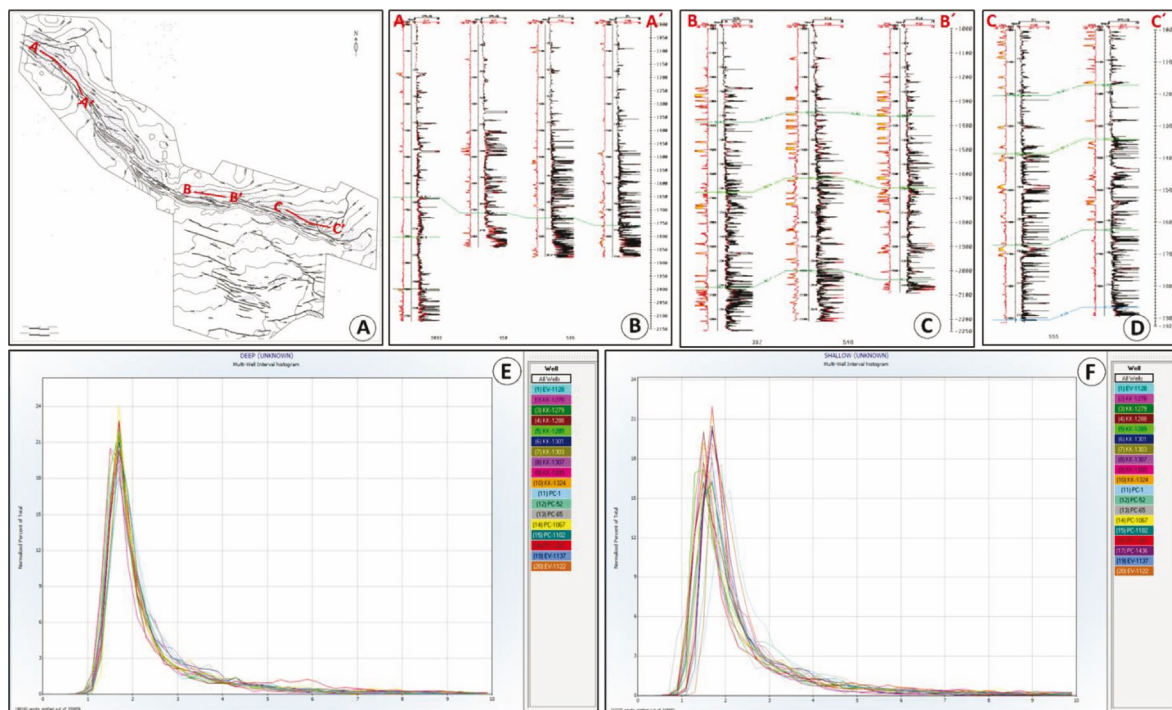


Figura 16. A) Mapa de ubicación de los cortes A-A', B-B' y C-C'. B) Corte estructural A-A'. C) Corte estructural B-B'. D) Corte estructural C-C'. E) Histograma que muestra la normalización de las curvas de resistividad profunda (DEEP) de todos los pozos expuestos en los cortes estructurales. F) Histograma que muestra la normalización de las curvas de resistividad somera (SHALLOW) de todos los pozos expuestos en los cortes estructurales.

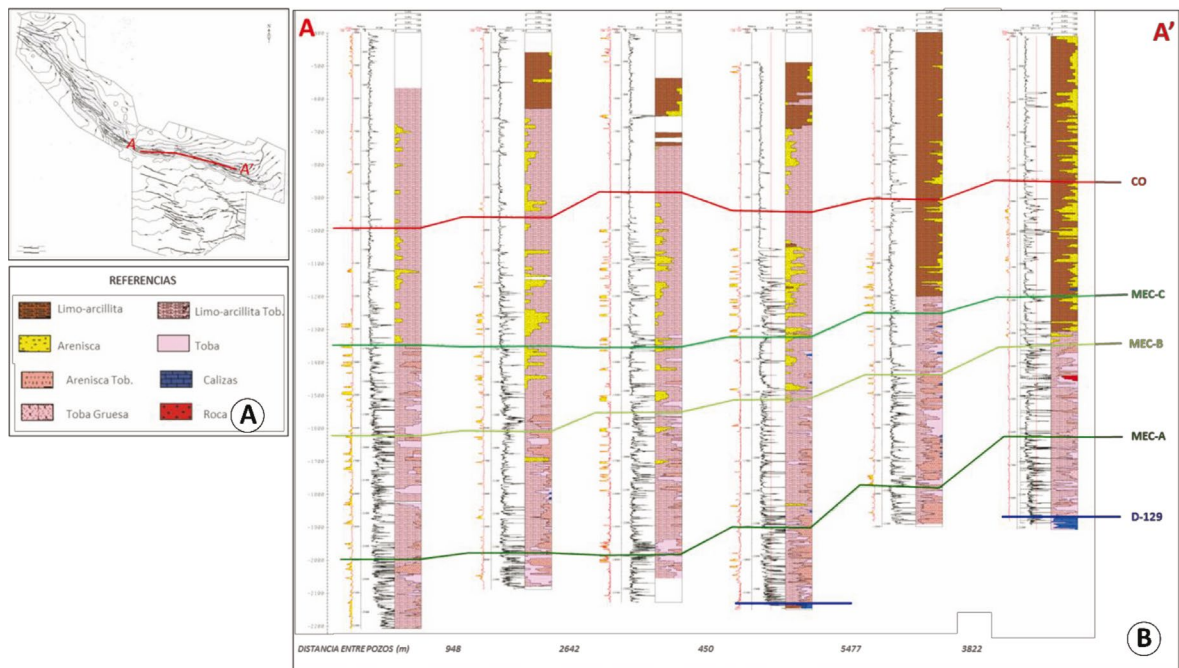


Figura 17. A) Mapa de ubicación del corte A-A' dentro de la zona de estudio. B) Corte estructural A-A' con perfiles de resistividad, SP y descripción del control geológico.

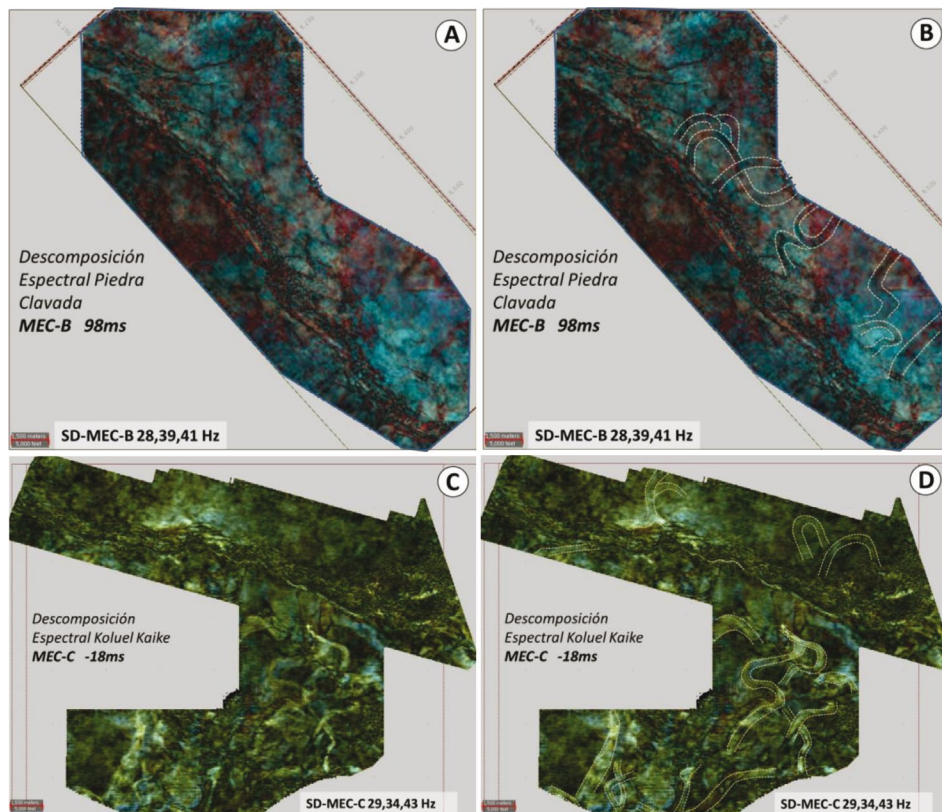


Figura 18. A) Superposición RGB de descomposición espectral dentro de MEC-B en Yac. PC. B) Interpretación de geoformas. C) Superposición RGB de descomposición espectral dentro de MEC-C en Yac. KK. D) Interpretación de geoformas.

cada subunidad, se analizaron individualmente slices para las distintas frecuencias y se generaron superposiciones RGB buscando identificar y resaltar rasgos de deposición fluvial (Fig. 18)

MAPAS PALEOGEOGRÁFICOS

Con la finalidad de comprender e interpretar el modelo depositacional de la Fm. MEC se confeccionaron mapas paleogeográficos para cada sub-unidad, integrando los diferentes puntos anteriormente mencionados en el estudio.

Sobre la base de mapas isopaquicos se interpusieron las líneas de isopropundidad de mapas estructurales al techo de cada sub-unidad. Se superpuso la distribución de canales fluviales identificados mediante descomposición espectral, se delimitaron los bajos, direcciones de flujo de sedimento y direcciones de paleopendientes. Además, se agruparon las relaciones de net/gross por zona.

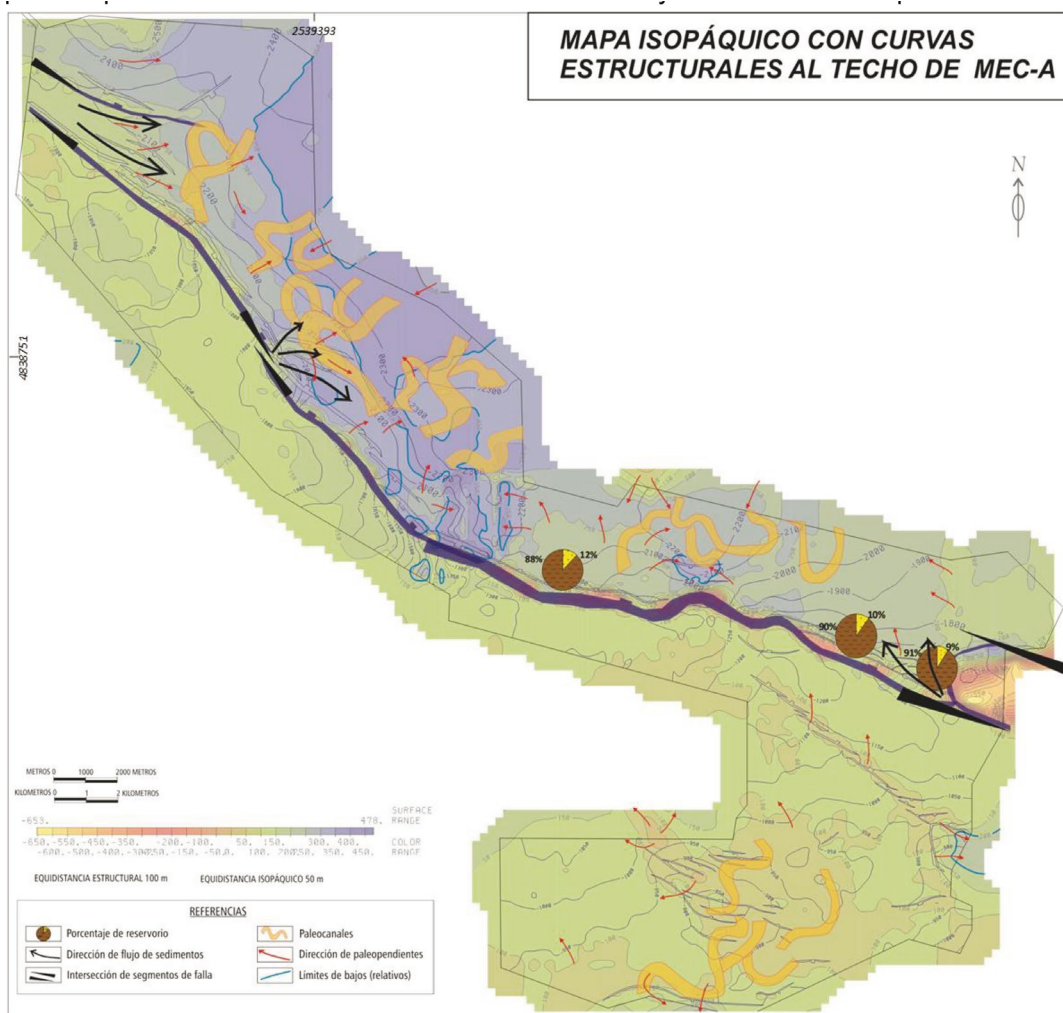


Figura 19. Mapa paleogeográfico de MEC A

Se interpreta un sistema depositacional con tres sectores preferenciales de ingreso de sedimentos (Fig. 19, 20 y 21) encontrándose los principales en los extremos de la traza de la falla. Domina un paleo-ambiente fluvial con canales que atraviesan la zona con diferentes grados de sinuosidad, los cuales retrabajan principalmente material de origen piroclástico, encontrándose su distribución y morfología controlada por la variación en la geomorfología y el espacio de acomodación que genera la actividad tectónica sindepositacional de la falla principal.

Se observa un aumento en la proporción de material tobáceo desde las zonas de ingreso de sedimentos en los extremos de la falla hacia el depocentro ubicado en el centro de la misma, donde dominan los mayores rechazos verticales. Uno de los rasgos llamativos es la presencia de material tobáceo aún en reservorios de la Formación Cañadón Seco posiblemente producto del retrabajo de material en el área.

De la interacción de los datos se llega a la conclusión que, la subunidad MEC A (Fig. 19) es la que presenta mayor actividad de la falla, siendo el yacimiento PC el que presenta los

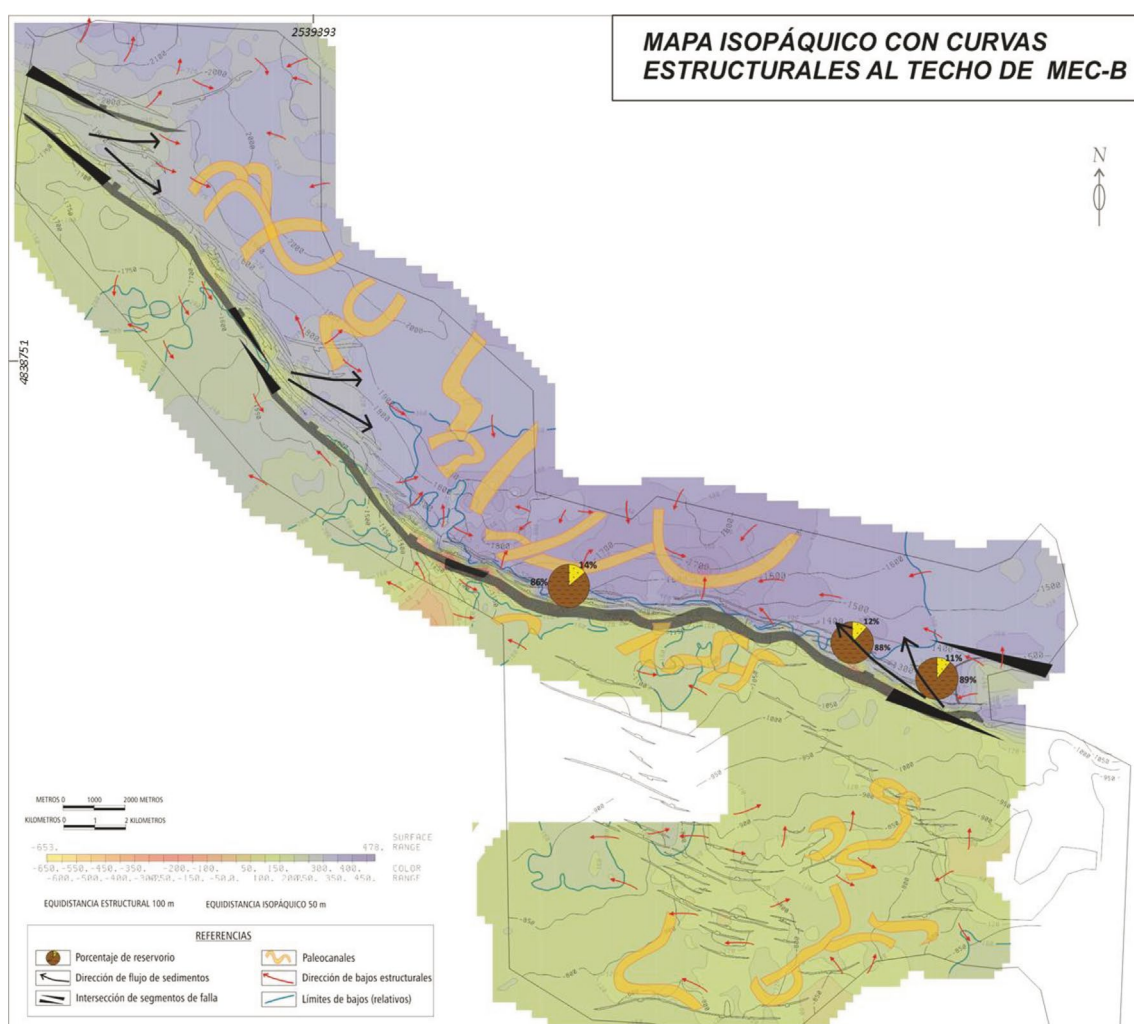
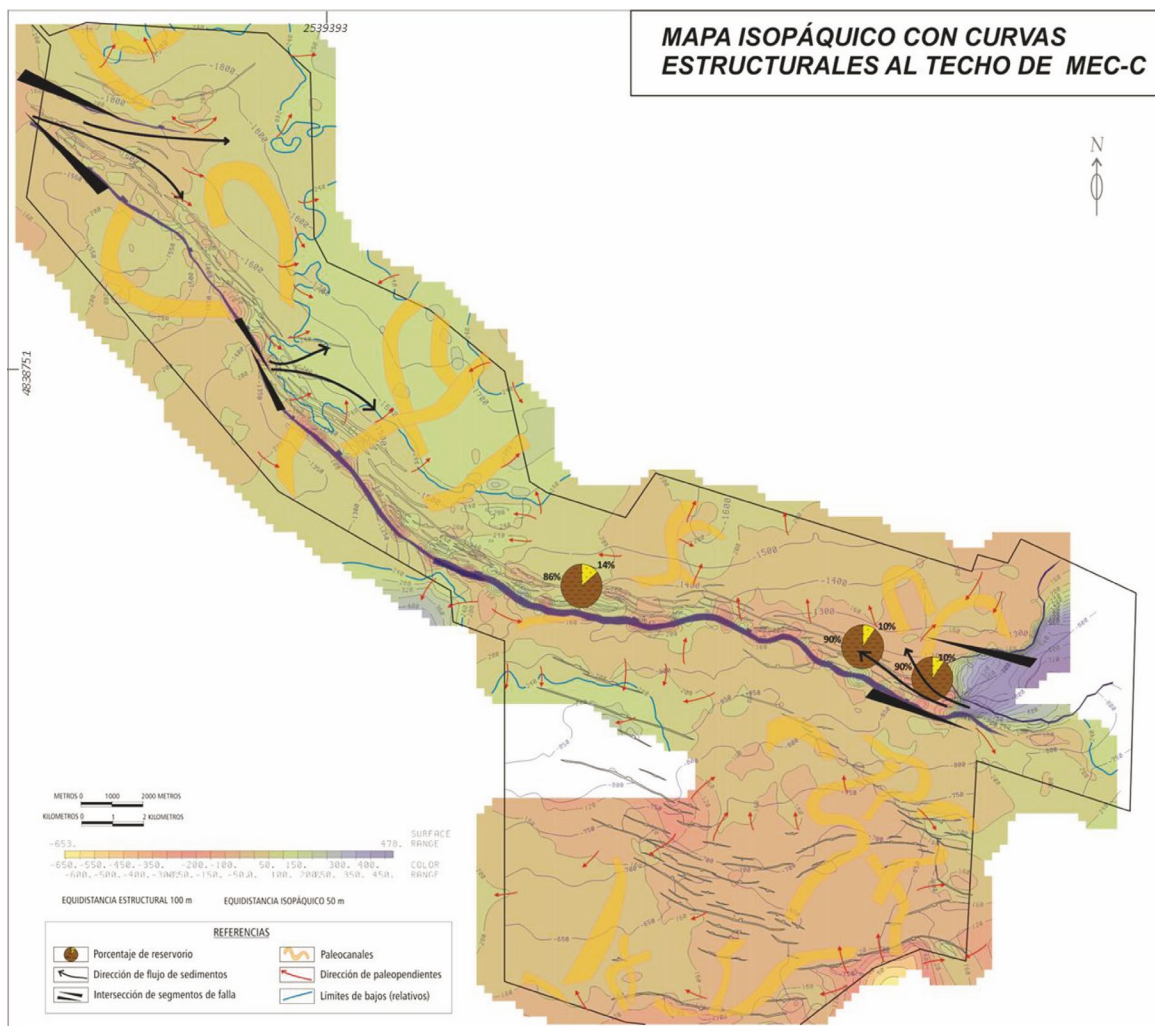


Figura 20. Mapa paleogeográfico de MEC B



se encuentra una de las zonas de transferencia e ingreso de sedimentos, la cual quedó registrada en el pozo que alcanzó dicha subunidad (Fig. 8A). La presencia en el área de fallas asociadas a la falla principal que podrían haber actuado como sello, favorecería la acumulación de hidrocarburos. La zona de transferencia del sector noroeste habría actuado como un alto relativo, zona únicamente de transporte que no habría permitido la acumulación de sedimentos.

Finalmente la subunidad MEC C, se caracteriza por un cese de actividad de la falla, situación que explica la uniformidad en el espesor a un lado y otro de la traza de la falla (Fig. 21). Las paleopendientes muestran una tendencia regional hacia el centro de cuenca. Esta subunidad fue alcanzada por ocho pozos en el yacimiento PC mostrando sus reservorios mala calidad petrofísica, principalmente influenciada por la presencia de material tobáceo. Esto junto a la presencia de canalizaciones con poca distribución areal, harían más incierta la probabilidad de ocurrencia de reservorios.

CONCLUSIONES

La interpretación integrada de la información sísmica 3D, registros de pozos, datos de ensayos, mapas isopáquicos y estructurales, así como el análisis cinemático de la falla principal del área, ha permitido elaborar un modelo paleogeográfico de la Formación Mina del Carmen para los yacimientos Piedra Clavada y Koluel Kaike.

La falla principal del bloque parte de la interacción de al menos tres segmentos individuales cuya evolución se correspondería con un modelo de crecimiento por propagación y conexión de segmentos, conformando rampas de relevo con diferentes grados de evolución en zonas de transferencia sintética.

Las zonas de transferencia favorecieron el ingreso de sedimentos y condicionaron la distribución de los reservorios, existiendo una relación directa entre el espesor total de las subunidades y la proporción de facies reservorio.

El modelo propuesto resulta predictivo en la búsqueda de potenciales reservorios en el yacimiento Piedra Clavada y en la evaluación de nuevas propuestas.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la empresa Pan American Energy la autorización para la publicación de este trabajo, y a sus compañeros Ornella Lopez, Ariel Schiuma y Carolina Crovetto por las discusiones y observaciones compartidas.

REFERENCIAS CITADAS

- Barnett, J.M., Mortimer, J., Rippon, J., Waksh, J.J. and Watterson, J., 1987. "Displacement geometry in the volume containing a single normal fault". AAPG Bulletin, v.71: 925-937.
- Cayo, E.L., C.B. Crovetto, S.G. Plazibat, J.E. Stein, M.T. Díaz y J.M. Paredes, 2011, "Control tectónico sobre la sedimentación de la Formación Mina del Carmen (Albiano) en el yacimiento Cerro Dragón, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina". VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG: Trabajos técnicos, p. 397-418, Mar del Plata.
- Cartwright, J.A., Trudgill, B.D. y Mansfield, C.S. 1995. "Fault growth by segment linkage: an explanation for scatter in maximum displacement and trace length data from the Canyonlands Grabens of SE Utah". Journal of Structural Geology 17: 1319-1326.
- Crovetto, C., Schiuma, A., 2013. "Análisis cinemático de la falla principal del yacimiento Koluel Kaike, Flanco Sur, Cuenca del Golfo San Jorge, y su rol durante la depositación de la formación Mina del Carmen". I Jornadas Geológicas de la Cuenca del Golfo San Jorge, UNPSJB, Comodoro Rivadavia.
- Hechem, J.J., Figari, E.G. y Musacchio, E.A. 1987. "Cuenca del Golfo San Jorge: Hallazgo de la Formación D-129. Información estratigráfica y paleontológica". Petrotecnia 28: 13-15.
- Lesta, P.J. 1968. "Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge". III Jornadas Geológicas Argentinas, Buenos Aires, v.I: 171-182.
- Morley, C.K. 1995. "Development in the structural geology of rifts over the last decade and their impact on hydrocarbon exploration". En Lambiase, J.J. (ed.) Hydrocarbon Habitat in Rift Basins. Geological Society of London, Special Publication 80: 1-32.
- Nicol, A., Watterson, J., Walsh, J.J. y Childs, C., 1996. "The shapes, major axis orientations and displacement patterns of fault surfaces". Journal of Structural Geology 18: 235-248.
- Paredes, J.M.; Foix, N. y Allard, J.O., 2013. "Variabilidad espacio-temporal de la formación Castillo (Albiano) en la cuenca del Golfo San Jorge". I Jornadas Geológicas de la Cuenca del Golfo San Jorge, UNPSJB, Comodoro Rivadavia.
- Peacock, D.C. P y Sanderson, D. J. 1994. "Geometry and development of relay ramps in normal fault systems". Bull. Am. Ass. Petrol. Geol. 78, 174-165.
- Salomone, G., Biocca, M., Amoroso, A., Arocena, J., Ronanduan, G., Guerberoff, D., Palacio, L., 2002. "Los reservorios del Flanco Sur". V Congreso de Exploración y desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata. 155-174.
- Schiuma, A., Crovetto, C., Álvarez, D., Gómez, J.E., Andersen, D., Alonso, L., López Alvarado, O., Rasgido, A., 2013. "Revitalización del yacimiento Koluel Kaike (Santa Cruz) mediante el desarrollo de reservorios de Fm. Mina del Carmen". V Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas de Hidrocarburos. Rosario.
- Sylwan, C.A., 2001. "Geology of the Golf San Jorge Basin, Argentina". Journal of Iberian Geology, v.27: 123-157.
- Thorsen, C.E., 1963. "Age of growth faulting in south-east Louisiana". Gulf Coast Assoc. Geol. Soc, Trans., v.13: 103-110.
- Vela, M.L., Hechem, J.J., 1997: "Petroleum Systems of the San Jorge Basin, Argentina". Vol. 2, Stratigraphy. Energy & Geoscience Institute at the University of Utah and Yacimientos Petrolíferos Fiscales. EGI technical report 97-5-20926. 55 pp. Unpublished.

Walsh, J.J. y Watterson, J. 1988. "Analysis of the relationship between displacements and dimensions of faults". *Journal of Structural Geology* 10, 239-247.

Walsh, J.J. y Watterson, J. 1991. "Geometric and kine-

matic coherence and scale effects in normal fault systems". En: Roberts, A.M., Yielding, G. y Freeman, B. (Ed.), *The Geometry of Normal Faults*, Geological Society Special Publication 56: 193-203.

