



Alcances y limitaciones de la sísmica 3D en la caracterización de la Formación Quintuco, Yacimiento Agua del Cajón, en la Cuenca Neuquina

Por **Lic. Fabián Scazziota** CAPSA-Capex S. A.

Este trabajo ha sido seleccionado en el VIII° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Mar del Plata, noviembre 2011).

Este trabajo analiza la Formación Quintuco en Neuquén con el fin de caracterizar sus secuencias clásticas y carbonáticas, integrar los datos de pozo con la sísmica y con el análisis e interpretación de sus atributos, al tiempo que busca establecer los alcances de un volumen sísmico 3D que data de 1996.

El yacimiento Agua del Cajón se ubica en el sector norte del bloque homónimo, en la provincia del Neuquén, pocos kilómetros al oeste de la ciudad capital. Este bloque tiene como límites: al este, el yacimiento Centenario; al norte, las áreas de Lindero Atravesado y Loma de la Lata; al oeste, el bloque de Los Bastos; y al sur, la dorsal de Huinacul, que lo separa del área Senilloso.

El bloque abarca una superficie de 355 km² e incluye dos yacimientos: “El Salitral” en la zona sur y “Agua del Cajón” en la porción norte: este último constituye el área de estudio del presente trabajo (figura 1).

Este *paper* tiene por objetivo la caracterización de las secuencias clásticas y carbonáticas de la Formación (Fm) Quintuco, e integra datos de pozo (perfiles, *cutting*, corona) y estudios previos realizados sobre ellos con la información sísmica y el análisis y la interpretación de sus atributos. Además, se intenta establecer cuáles son los alcances y las limitaciones de un antiguo volumen sísmico 3D registrado en el año 1996.

Geología y estratigrafía de la Fm Quintuco

Las formaciones Quintuco y Vaca Muerta comprenden la columna sedimentaria del tramo Tithoniano inf.-Valanginiano inf., lo cual conforma un evento transgresivo-regresivo en un contexto depositacional de cuenca marina con fondo euxínico, circundada por un cinturón nerítico sometido a sedimentación carbonática y terrígena (Olmos et al., 2002).

Los depósitos marinos de la Fm Vaca Muerta (pelitas y margas bituminosas gris oscuro a negras) constituyen la principal roca madre en este sector de la cuenca, mientras que los reservorios productivos de petróleo se encuentran incluidos en la Fm Quintuco. Esta formación, con unos 275m de espesor en el área de estudio, posee además un importante potencial exploratorio más allá de los límites del yacimiento. Las sucesiones que la integran han sido originadas en un ambiente de talud y plataforma carbonática, en una cuenca estable y somera.

Según los diferentes estudios realizados, la Fm. Quintuco presenta un número de reservorios apilados y discontinuos de permeabilidad y porosidad bajas.

Tales estudios fueron realizados sobre las coronas existentes y el *cutting* de los pozos perforados. Este material fue tratado con técnicas de determinación de tipos litológicos, petrografía, cátodo-luminiscencia y difracción de rayos X (Poiré y Matheos, 2004). Posteriormente, sobre la base de esta información y su detallado análisis, se construyó el modelo de facies y paleoambiental.

En consecuencia, la Fm Quintuco se dividió en cuatro secciones; se utilizaron además los perfiles eléctricos y el dato sísmico 3D. Estas secciones se denominan, de base a techo: sección Basal, sección Carbonática Inferior, sección Carbonática Superior y sección Evaporítica (figuras 2 y 3).

La sección Basal apoya en relación de concordancia sobre el tope de la Fm Vaca Muerta y se extiende hasta la denominada capa A (reservorio productivo en el yacimiento). Está constituida por calizas sílico-clásticas y oolíticas, algunas calizas dolomitizadas, que gradan hacia abajo a margas y hacia el techo rematan en una sección de areniscas calcáreas y abun-

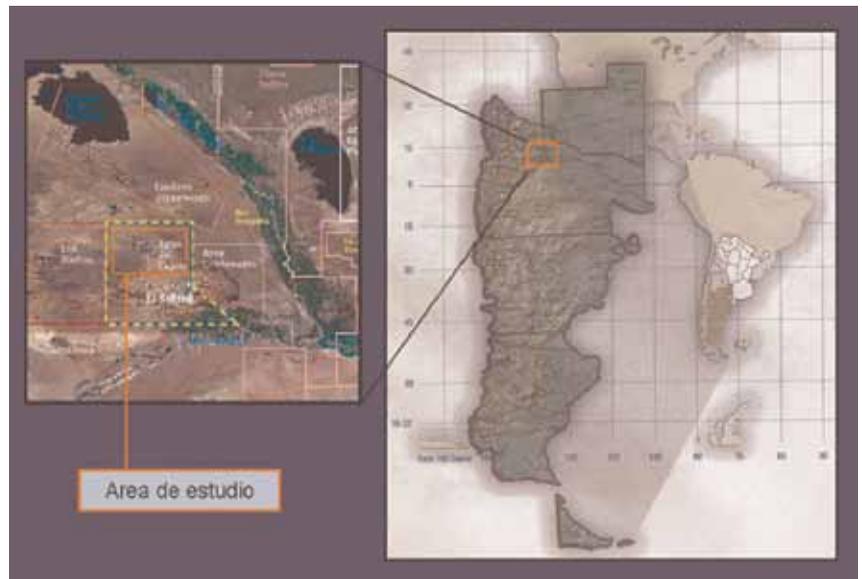


Figura 1. Ubicación del área de estudio.

dantes terrígenos constituidos por arcillitas y areniscas continentales.

La sección Carbonática Inferior presenta, en general, un importante porcentaje de calcarenitas sobre las calizas. Constituyen sucesiones progradantes formadas por ciclos grano-crecientes que indican un ambiente de somerización hacia el techo del ciclo.

La sección Carbonática Superior comprende una importante secuencia de "grainstones" silicoclásticos y oolíticos que representan una profundización de la plataforma (retrogradación) con un avance de las

secuencias carbonáticas hacia el ambiente costero y una disminución del aporte terrígeno.

La sección Evaporítica abarca desde el tope de la sección calcárea superior hasta la base de los clásticos asignados a la suprayacente Fm Mulichinco. Está constituida por arcillitas y anhidritas con intercalaciones de niveles calcáreos y un importante contenido de sedimentos terrígenos. Corresponde a la sección más proximal de la plataforma en un ambiente intertidal a supratidal.

A partir del análisis vertical de

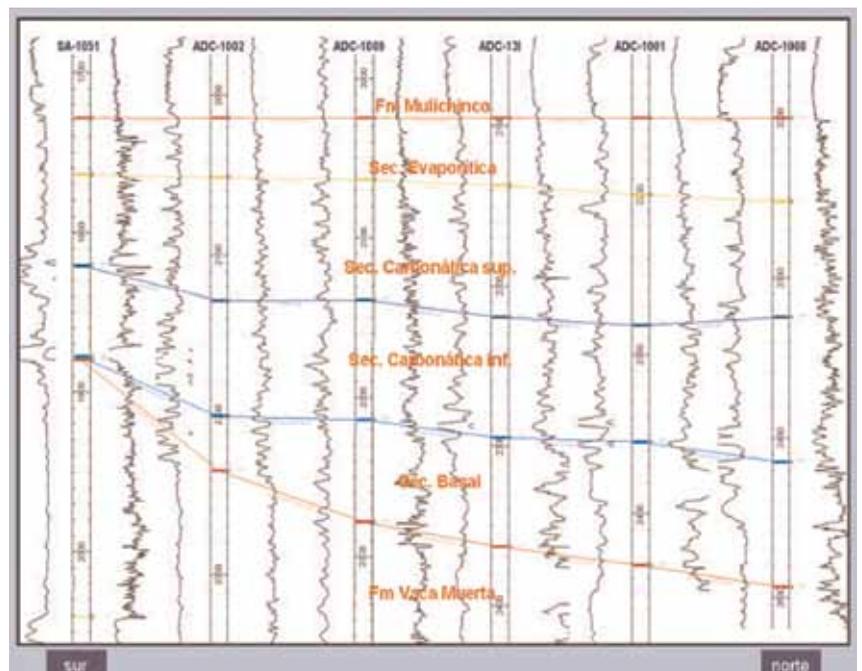


Figura 2. Corte N-S nivelado a la base de Mulichinco, con las 4 secciones de La FM Quintuco.

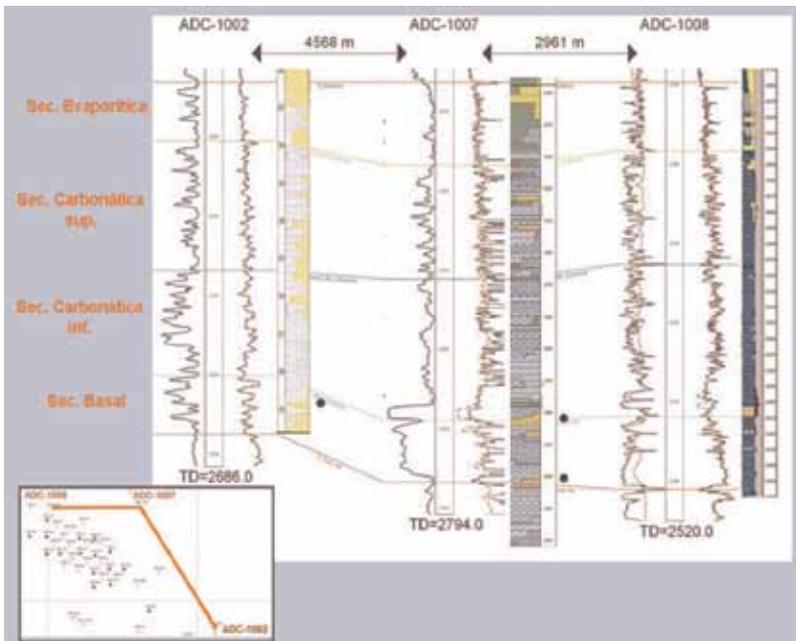


Figura 3. Corte E-O, NO-SE (al N y E del yacimiento), con las secciones y distintas litologías.

facies realizado sobre estudios de diferentes coronas, se pudieron reconocer en cada sección distintos ciclos de somerización, limitados por niveles correspondientes a eventos de profundización relativa. La definición de ciclos y secciones se equipara a los términos "parasequence" y "parasequence set" empleados habitualmente en la bibliografía (Van Wagoner et al., 1988).

Las distintas facies sedimentarias son:

- Pelitas masivas o margas,
- Heterolíticas arenosas, heterolíticas bioturbadas,
- Areniscas con estratificación, areniscas bioturbadas,
- Calcáreas heterolíticas,
- Calcáreas arenosas,
- Calcáreas areno-guijosas.

En el yacimiento Agua del Cañón, el nivel productivo de petróleo se denomina "Capa A", la cual está constituida por una arenisca (de hasta 10m de espesor) con cemento calcáreo sobre niveles de "grainstones" oolíticos. Se interpreta como depósitos de plataforma interna con desarrollo de barras oolíticas de perfil progradante, en los cuales en muchos casos las condiciones de oxigenación y temperatura posibilitaron la presencia de pequeños biohermos (corona del pozo ADC-12).

En general, hacia el NO, cuando nos alejamos de la línea de costa, se verifica una disminución en la proporción de "grainstones" oolíticos, y

un incremento de litologías bioclásticas probablemente depositadas en condiciones de circulación marina más abierta. La figura 4 muestra de manera esquemática el modelo paleoambiental.

Hacia la plataforma más interna (en sentido oriental), se observa el desarrollo de una faja discontinua de barras oolíticas de alta energía. Estas barras restringen parcialmente hacia el continente una zona subtidal somera de circulación moderada ca-

racterizada como marino restringido (lagoon). Las litologías identificadas son "packstones" y "grainstones" pelletoidales, con "wackstones" y "mudstones" subordinados.

En la posición más proximal se desarrolla una planicie de mareas pelítica hasta evaporítica con un crecimiento de nódulos de yeso (sabkha). Los niveles de arenitas intercaladas entre estos depósitos representan avenidas desde el continente.

Las condiciones de reservorio estarían relacionadas con tres factores principales:

- Paleotopografía en el sector donde se desarrollan las barras oolíticas;
- Instalación de bioconstrucciones sobre las barras;
- Caída relativa del nivel del mar con exposición subaérea y procesos de disolución para generar porosidad (Pando, 2008).

Mediante el análisis composicional realizado por difracción de rayos X sobre la Fm Quintuco se describieron los siguientes minerales: cuarzo, feldespato potásico, plagioclasa, calcita, dolomita, zeolitas (analcima y clinoptilolita), anhidrita y piritita.

Los argilominerales reconocidos fueron: illita, esmectita, clorita y caolinita, y los interestratificados illita/esmectita y clorita/esmectita. La figura 5 muestra el gráfico de distribución mineralógica obtenido a partir

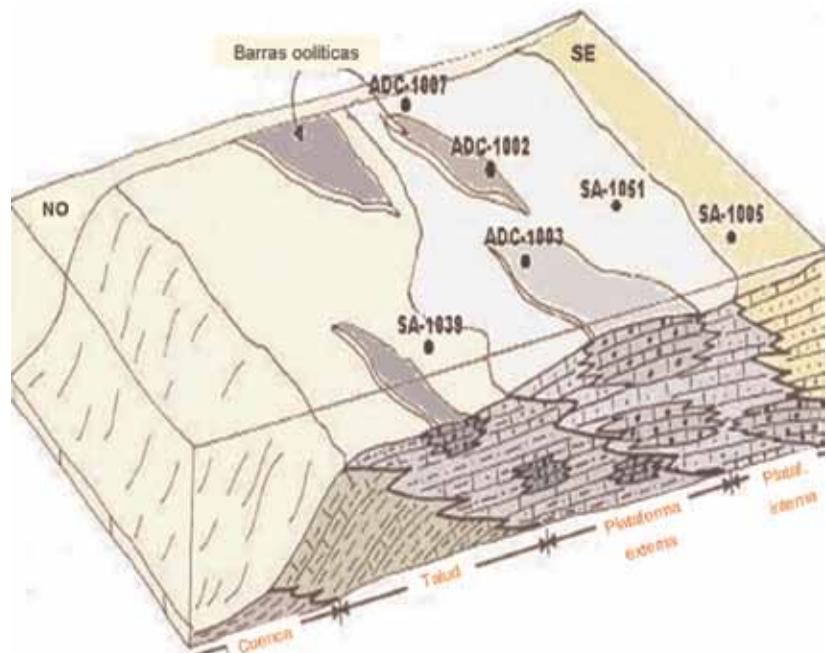


Figura 4. Modelo esquemático paleoambiental de la Fm Quintuco para el yacimiento ADC y zona sureste (El Salitral).

del "cutting" del pozo ADC-1007.

En estos estudios se encontraron picos de influencia terrígena (flechas naranjas en la figura 5), acompañados repetidas veces por minerales de zeolita que identifican cambios en la sedimentación y, en varias ocasiones, límites de secuencias debido a cambios eustáticos. También se pudo diferenciar en el tope de la formación una secuencia de evaporitas (colores amarillos correspondientes a sulfatos, en la figura 5) que marca un período importante de some-rización (Poiré y Matheos, 2004).

Los procesos diagenéticos ocurridos al este del yacimiento Agua del Cajón (establecidos en corona del pozo ADC-28) denotan el siguiente tren (figura 6):

- Compactación inicial de granos
- Cementación calcítica de borde
- Cementación obliterante de porosidad
- Compactación final.

Para la zona de los pozos ADC-13, ADC -29 y ADC-1007 (zona central y norte) se establece el siguiente tren diagenético (figura 6):

- Cementación obliterante
- Porosidad interparticular e intraparticular
- Dolomitización final (diagénesis tardía).

Inicialmente se parte de una compactación inicial, pero es importante la cementación obliterante carbonática.

Esta cementación brinda posteriormente las condiciones esenciales para que parte del carbonato se disuelva y deje una marcada porosidad inter e intraparticular, lo cual aumenta la porosidad efectiva de la roca.

Por último, durante un estadio de diagénesis tardía, se produce una importante dolomitización en los "packstones" dolomíticos (Poiré y Matheos, 2004).

Consideraciones estructurales, tipo de trampa y reservorio

El área del yacimiento Agua del Cajón se encuentra estructurada mediante un conjunto de fallas normales de poca extensión en general, escaso rechazo y rumbo NO-SE, que fueron originadas por subsidencia diferencial del relleno de los hemigrábenes sobre el basamento. La falla principal, de-

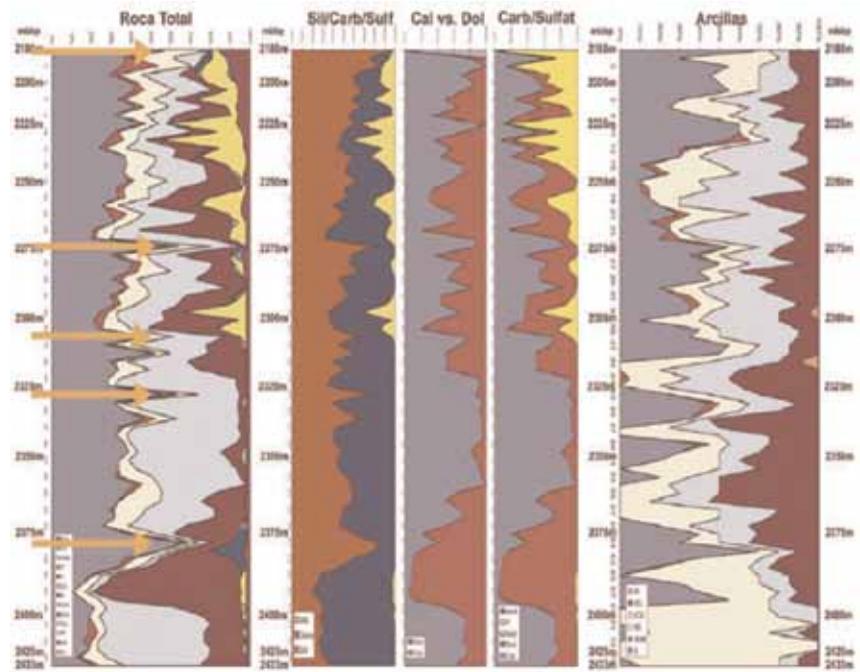


Figura 5. Gráfico de distribución mineralógica (cutting del pozo ADC-1007).

nominada "Falla Agua del Cajón", es la de mayor extensión del área. Posee rumbo NO-SE (que cambia gradualmente a N-S en su porción más austral) y buzamiento al E-NE.

El rechazo vertical de esta falla puede alcanzar aproximadamente hasta 90m para los niveles estratigráficos de interés. Hacia el O-NO, otra falla de similares características (rumbo NO y buzamiento NE) aunque de menor rechazo y extensión, limita junto con la falla principal, la zona de pozos pro-

ductivos de reservorios correspondientes a la Fm Quintuco (figura 7).

La pendiente estructural asciende hacia el sur y sudoeste. En este sector, donde fueron perforados los pozos ADC-1010, 1011, 1012 y ADCa-030, se emplaza una estructura anticlinal de orientación ENE-OSO. La misma se extiende fuera del área hacia el oeste y fue originada por la actividad de una falla inversa (falla Senillosa), de igual orientación y buzante hacia el nor-noroeste, que corta niveles

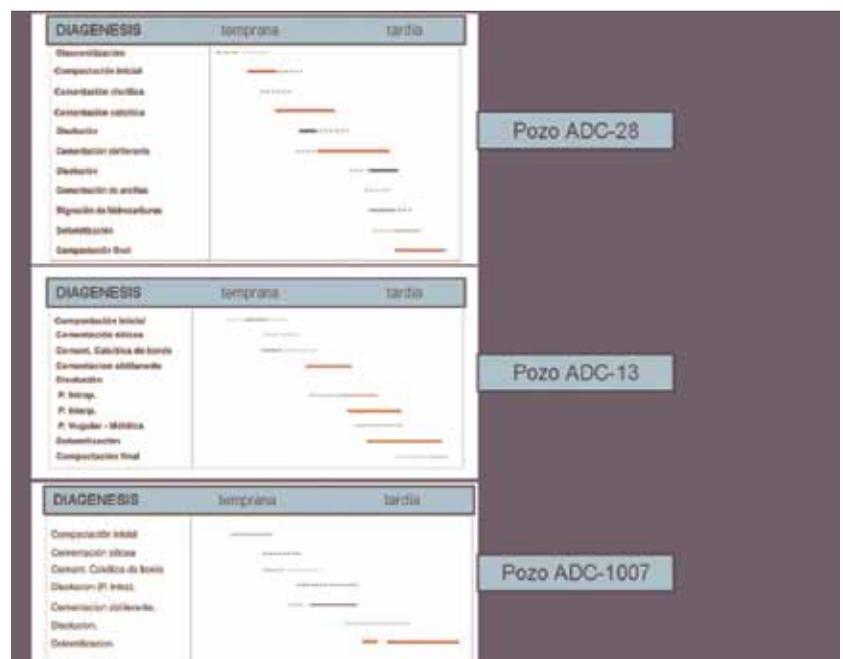


Figura 6. Trenes diagenéticos en el yacimiento ADC y zona oriental a nororiental del mismo.

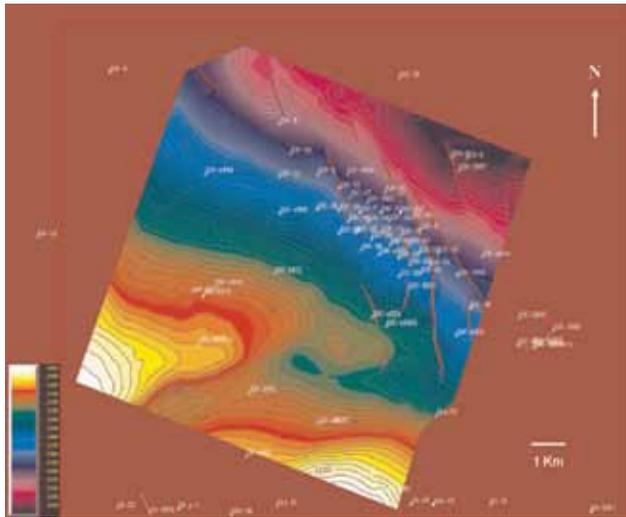


Figura 7. Plano isócrono referido al horizonte Q1 (Fm Quintuco, miembro inferior).

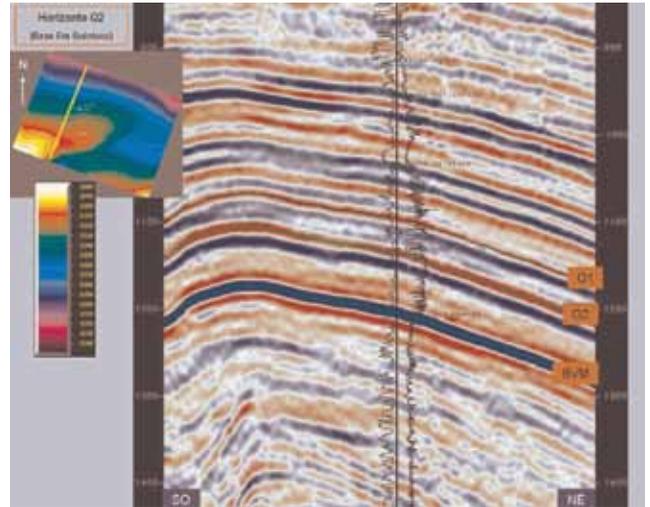


Figura 8. Detalle de la estructura compresiva al sudoeste del área de estudio.

estratigráficos más profundos, mientras que para los niveles de Qunituco y Vaca Muerta la deformación es de tipo flexural. La figura 8 muestra un detalle de la estructura con un corte sísmico de orientación NE-SO que pasa por el pozo ADC-1011.

El yacimiento Agua del Cajón presenta un tipo de trampa combinado con una fuerte componente estratigráfica. Los sondeos ubicados al sur de los pozos productivos se encuentran en una situación estructural más favorable; sin embargo, sus reservorios no producen debido al desmejoramiento de la calidad petrofísica. En consecuencia, el cierre en sentido norte-sur es de tipo estratigráfico, originado por variaciones laterales de permeabilidad y porosidad.

En el vecino bloque de Lindero Atravesado Oriental, el entrapamiento

es del tipo combinado, donde la componente estratigráfica está dada por la existencia, distribución espacial y calidad de las facies dolomitizadas. Sólo el miembro inferior de la Fm Quintuco es productor de hidrocarburos, y las acumulaciones reconocen un sello local generado por contrastes petrofísicos y/o litológicos (Martínez et al., 2005). Esto, en términos generales, concuerda con la situación existente en el yacimiento Agua del Cajón, donde hasta el momento sólo produce el miembro inferior, con marcada componente estratigráfica en el estilo de entrapamiento y la existencia de sellos locales por variaciones laterales en la condición petrofísica.

La diferencia entre ambos bloques se debe al tipo de reservorio, que en el bloque vecino corresponde a

dolomías y calizas dolomíticas, oolíticas y arenosas con pelitas y anhidrita intercaladas (Martínez et al., 2005), mientras que en el yacimiento Agua del Cajón, el reservorio productivo corresponde a una arenisca cuarzosa con cemento calcáreo, que presenta una importante dolomitización que le confiere porosidad secundaria a la roca. Sin embargo, hacia el oeste algunos pozos encuentran rastros frescos (en pocos casos, secos) en dolomías, calizas dolomíticas y "packstones".

Dato sísmico e interpretación

Para el presente estudio se cuenta con un dato sísmico 3D registrado en el año 1996, que fue uno de los primeros volúmenes adquiridos en

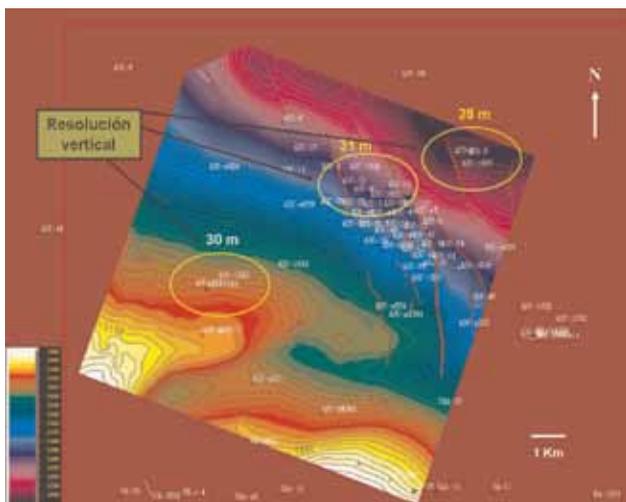


Figura 9. Isócrono a la base de Quintuco (horizonte Q2) y resolución vertical de la sísmica 3D.

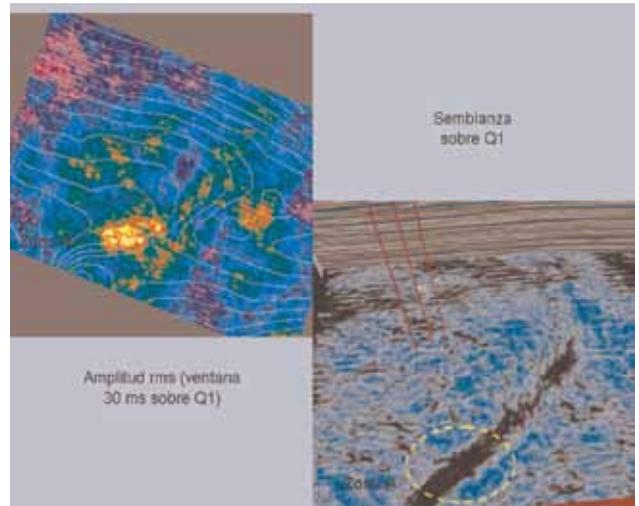


Figura 10. Extracción de atributos sobre el horizonte Q1 en la zona A (sudoeste del área).

nuestro país. El mismo ilumina una superficie de 304 km², posee una longitud de traza de 5 segundos con un intervalo de muestreo de 4 milisegundos, y un bin de 25 metros por lado. La calidad del dato es buena a regular para los niveles estratigráficos de interés comprendidos en la Fm Quintuco.

Para el presente estudio, se interpretaron 3 niveles en el intervalo de interés correspondiente al miembro inferior de la Fm Quintuco. El horizonte "Q1" corresponde al tope del intervalo mineralizado, siguiendo un reflector continuo de carácter regional. El horizonte "Q2" corresponde a la base de la formación (tope de la Fm Vaca Muerta), y el horizonte "Qs" se interpreta muy próximo o coincidente con los niveles arenosos productivos en el área del yacimiento. El horizonte "BVM" corresponde a la base de la Fm Vaca Muerta.

Con el fin de obtener el máximo nivel de detalle, se interpretaron manualmente todas las líneas y trazas, sin mediar ningún tipo de interpolación ni utilizar ningún método automático de interpretación sísmica.

Toda la interpretación descripta abarca un área de 90 km², que incluye la zona occidental del pozo ADC-1010 (y vecinos), la parte central correspondiente al yacimiento propiamente dicho y la zona nor-oriental donde fue perforado el pozo ADC-1007 (figuras 7 y 9). Por último, se realizó la extracción de atributos sísmicos junto con la aplicación de la técnica de Descomposición Espectral para completar el trabajo de caracterización.

Resolución vertical

Para poder efectuar una correcta interpretación de los atributos sísmicos, es necesario tener conocimiento de la resolución vertical del dato sísmico así como también del dato geológico aportado por los pozos existentes. Se cuenta con datos de VSP que aportan valores de velocidades intervállicas. Para niveles estratigráficos de la Fm Quintuco, la resolución vertical en el sentido clásico (Sheriff, 1991) se estima en el orden de los 30 metros. En la figura correspondiente al plano isócrono Q2 puede observarse cómo varía sensiblemente este valor de una zona a otra (figura 9).

Esto podría ser consecuencia tanto de variaciones de espesor de secuencias

carbonáticas como de soterramiento o profundidad de emplazamiento.

Al pasar del dato de pozo (perfiles, *cutting*, coronas, etc.) al dato sísmico, estamos incurriendo en un cambio de escala importante. Con la resolución vertical de la sísmica 3D no es posible identificar intervalos productivos a nivel de capa individual, por lo que debe tenerse en cuenta que cualquier anomalía o rasgo distintivo deberá interpretarse como la respuesta sísmica a la presencia de una secuencia carbonática-clástica en el tope (miembro inferior de Quintuco), cuya potencia varía alrededor de los 40m, según lo indican los diferentes pozos perforados en la zona.

El intervalo productivo se encuentra en el orden de los 2.300 m de profundidad.

Extracción de atributos sísmicos e integración con la información geológica

Se trabajó con los atributos de semblanza, frecuencia, amplitud rms por ventanas y sobre el horizonte (*horizon slice*). El despliegue del primero sobre el horizonte Q1 muestra una zona de discontinuidad a lo largo del flanco sudeste de la estructura anticlinal donde se perforó el ADC-1010 y sus pozos vecinos. Esto coincide, en parte, con una anomalía de amplitud para el tope del miembro inferior en transición a la sección basal del supe-

rior (figura 10). En función de estos atributos y del de frecuencia se define un *play* en la denominada zona A que se describe a continuación.

La figura 15 muestra el atributo de semblanza desplegado sobre el horizonte Qs en toda la zona interpretada. Este atributo refleja de manera clara la estructura del área en cuanto a la posición de las principales fallas y las posibles discontinuidades (¿fisuras?) en el flanco sur de la estructura anticlinal.

En color verde se ubican los pozos productivos de la capa A. Además, se realizó una extracción de amplitud rms entre los horizontes Q1 y Qs, obteniéndose un mapa donde se observan los más altos valores en la zona del pozo ADC-1007. En la zona de los pozos productivos del yacimiento (ADC-15, 47, 1001, 33, etc.) se obtienen valores intermedios que disminuyen hacia el sur, es decir, hacia la zona petrofísicamente desmejorada (figura 11). Esto coincide con el ascenso estructural, como se observa en la línea arbitraria NE-SO y en el plano isócrono de detalle correspondiente al horizonte Q1 (figuras 12 y 13). La extracción de amplitud sobre el horizonte Qs (*"horizon slice"*) ofrece prácticamente el mismo resultado descripto anteriormente.

La figura 14 muestra una sección sísmica de orientación NO-SE con tres pozos productivos (ADC-47, 1001 y 131). Los pozos ubicados en ambos extremos (ADC-12 y 48), si bien encuentran la capa A, no produ-

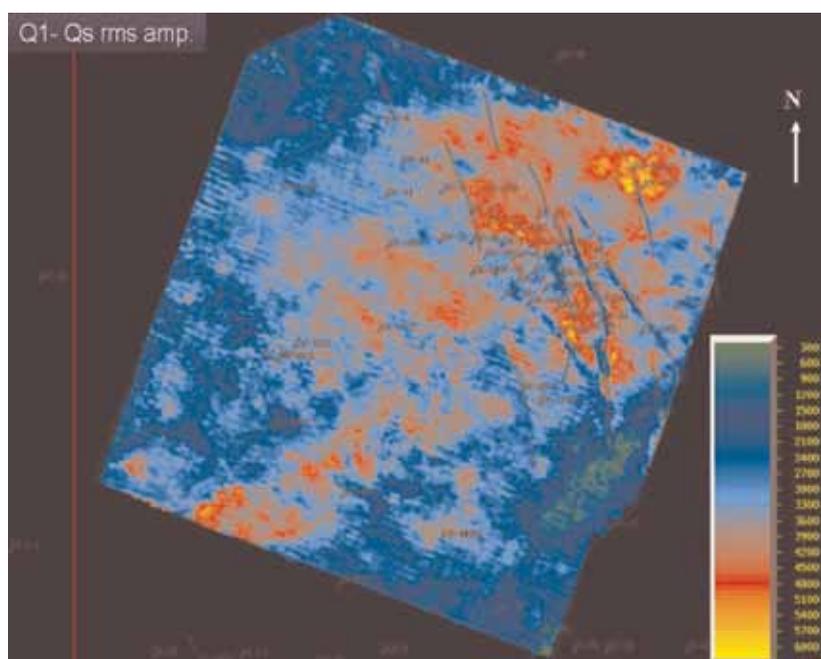


Figura 11. Extracción de amplitud rms entre los horizontes Q1 y Qs.

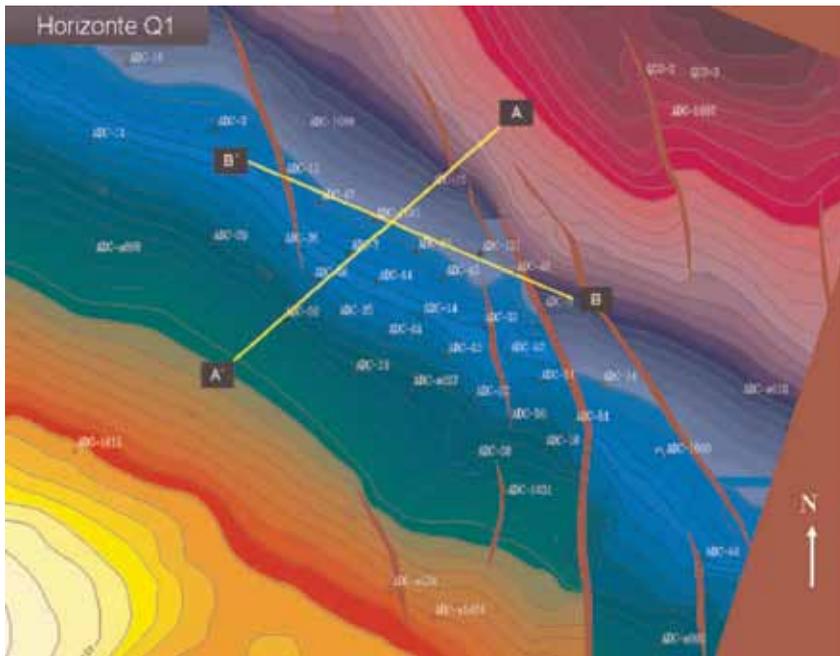


Figura 12. Ubicación de las secciones sísmicas con pozos productivos en el yacimiento ADC.

cen, probablemente por poseer una condición petrofísica afectada por las respectivas fallas que cortan en este nivel estratigráfico.

El resultado de la aplicación de la técnica de Descomposición Espectral no difiere demasiado del obtenido con las diferentes extracciones de amplitud. El uso de la herramienta con este volumen sísmico es limitado, dado el intervalo de muestreo de 4ms. Esto obliga al uso de ventanas muy potentes si se quiere contar con al menos 16 muestras para el cómputo que permite pasar del dominio del tiempo al dominio de la frecuencia. Se utilizó una ventana de 64ms centrada en el horizonte Qs.

Sin embargo, el uso de esta herramienta contribuye a la definición de nuevos "plays" como se describe más

adelante (figuras 16 y 17).

Para una correcta interpretación de los atributos sísmicos, se ha utilizado información geológica y de producción. Esto permite establecer algún tipo de relación con el dato geofísico con el fin de poder caracterizar sísmicamente la unidad de interés (Fm Quintuco, mb. inferior).

A partir de la integración de estos datos, se interpreta que la disminución de valores de amplitud estaría marcando tanto la disminución de espesores poroso-permeables, como también la degradación de la condición petrofísica de los niveles clásticos productivos.

La situación descrita, a su vez, tendría un control estructural, como lo muestran la ausencia de la capa A en el pozo ADC-20 y la disminución

de espesores clásticos respecto del pozo ADC-15, ubicado en la porción más baja de la estructura (figura 13, línea arbitraria NE-SO).

Al mismo tiempo, el atributo de frecuencia instantánea (promediado en una ventana de 80ms centrada en el horizonte Qs) muestra bajos valores en el área del yacimiento donde se encuentran los pozos productivos (ADC-7, 13, 15, 33, 47, 1001). Inmediatamente al sur, se observa un aumento del valor del atributo, donde aparecen los primeros pozos con la capa A pero sin producción de hidrocarburo (ADC-44, 45, 46, 14, etc.). Este cambio en el valor de frecuencia instantánea es bien notorio, como se muestra en la figura 20.

Hacia el este-noreste, el pozo ADC-1007 encuentra la capa A con buen desarrollo y buenas condiciones petrofísicas, pero con alta saturación de agua. El atributo de frecuencia instantánea muestra valores intermedios a altos, contrariamente a lo observado en la zona de pozos productivos (figura 20).

Sobre la base de lo antedicho, se podría interpretar, en una primera aproximación, que las mejores zonas a prospectar serían aquellas con valores de amplitud altos a intermedios y bajos valores de frecuencia instantánea.

Identificación de nuevas áreas para futuros prospectos

A partir de la interpretación estructural de detalle, el análisis de atributos sísmicos y la integración con dato de pozo, se han identificado dos zonas viables para el desarrollo de futuros

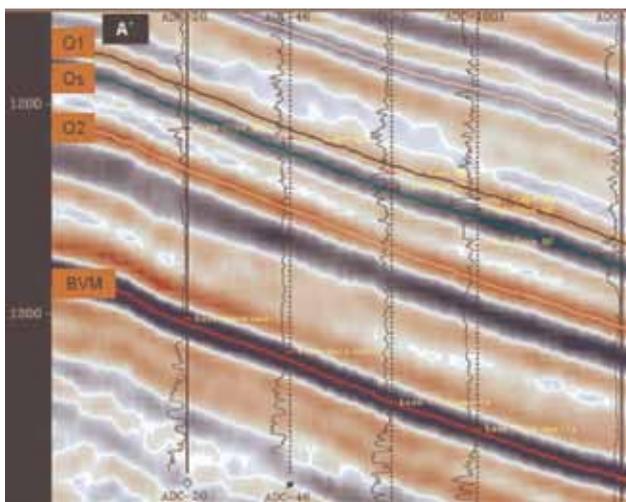


Figura 13. Sección NE-SO con los 3 pozos productivos en posición estructural más baja.



Figura 14. Sección NO-SE, ambos pozos extremos encuentran la capa A afectada por falla.

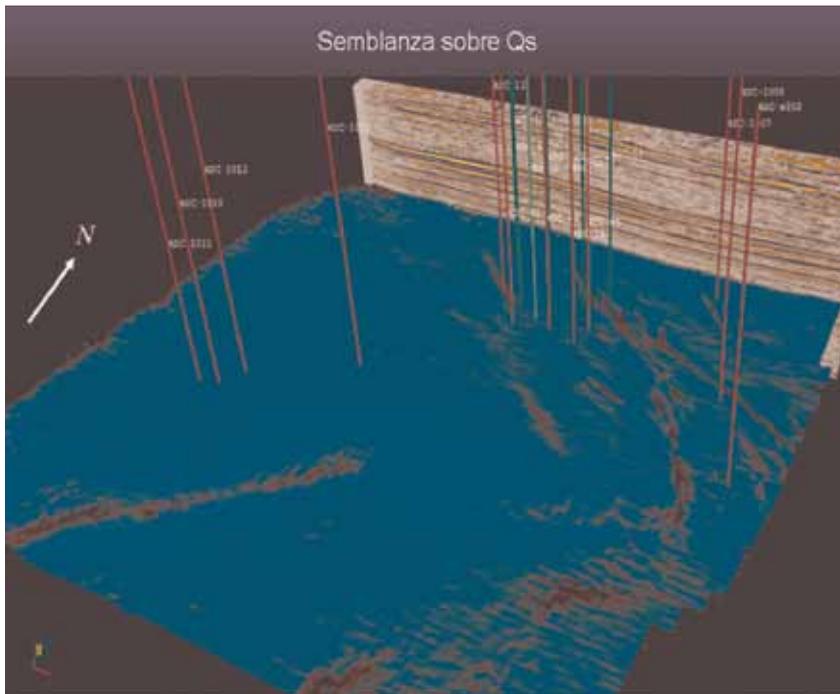


Figura 15. Estructura del área con los pozos productivos en color verde.

estudios que determinen prospectos exploratorios y de avanzada.

En la zona identificada como "A", se superponen una anomalía de amplitud y una zona de discontinuidad marcada por el atributo de semblanza. Esto se observa en el flanco de la estructura compresiva en un área al sur de los pozos ADC-1010, 1011 y 1012. Aquí, se puede definir un *play* exploratorio para niveles superiores del miembro inferior de la Fm Quintuco y basales del miembro suprayacente, a una profundidad del orden de los 2.100m (figuras 10, 17 y 18). En el flanco de esta estructura se presentan, además, zonas con bajos valores de frecuencia, lo cual agrega interés a este *play* (figuras 19 y 20).

Más hacia el este-noreste, se defi-

ne la zona "B". Con el uso de la herramienta de Descomposición Espectral, se identifica un área con anomalía de amplitud que sintoniza en altas frecuencias (50-65 Hz). Esta zona se ubica al SE del yacimiento, entre los pozos ADC-1009 y ADCx-002 (figuras 16 y 17). Aquí, se define un *play* de avanzada, para niveles superiores del miembro inferior de la Fm Quintuco, en una pendiente ascendente contra falla. También existen zonas de bajos valores de frecuencia limitadas por porciones de áreas con valores intermedios a altos de distribución errática (figura 20). Estos niveles de interés se encontrarían a profundidades de alrededor de 2.200 a 2.300m. De resultar exitosa la perforación de este *play*, quedaría habilitada un área

nueva para continuar con el desarrollo actual.

Conclusiones

- Se caracteriza la Fm Quintuco productiva de hidrocarburo en el área, estableciéndose su modelo sedimentario y paleoambiental a partir de análisis de facies, estudios de difracción de rayos X, petrográficos y de cátodo-luminiscencia.
- En todos los pozos estudiados se han observado picos de influencia terrígena que identifican tramos dentro de la Fm Quintuco. Estos marcadores estarían indicando ciclos de sedimentación, que señalan el inicio de períodos de mayor influencia de las áreas de aporte sobre la sedimentación carbonática marina general.
- De manera complementaria, se caracteriza sísmicamente la unidad, estableciéndose los alcances y las limitaciones impuestas por el uso de un antiguo volumen 3D (año 1996).
- La principal limitación se debe a la resolución vertical de la sísmica, que es del orden de los 30m. Esto imposibilita la detección de los niveles arenosos de interés a nivel de capa individual.
- Las anomalías de amplitud se interpretan como la respuesta sísmica a la presencia de una secuencia carbonática-clástica (dentro del miembro inferior), cuya potencia se encuentra en el orden de los 40 metros.
- La disminución en los valores de amplitud podría corresponder a zonas de condición petrofísica desmejorada con adelgazamiento

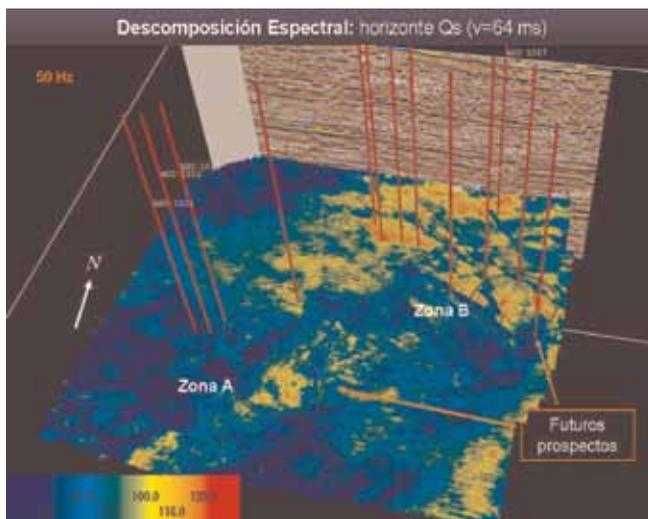


Figura 16. Slice de frecuencia 50 Hz sobre Qs. Nuevos *plays* para futuros prospectos.

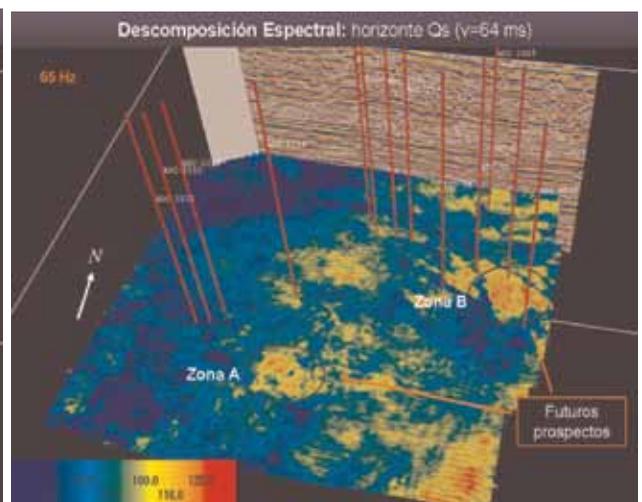


Figura 17. Slice de frecuencia 65 Hz sobre Qs. Nuevos *plays* para futuros prospectos.

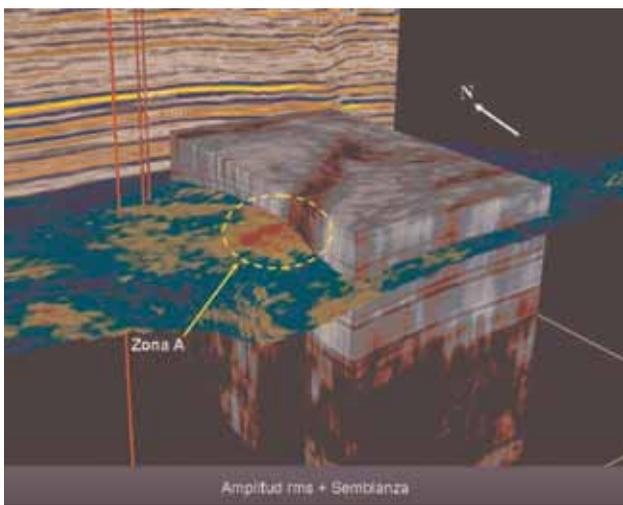


Figura 18. *Play* en zona A. Atributos de amplitud rms (30 ms sobre Q1) y semblanza.

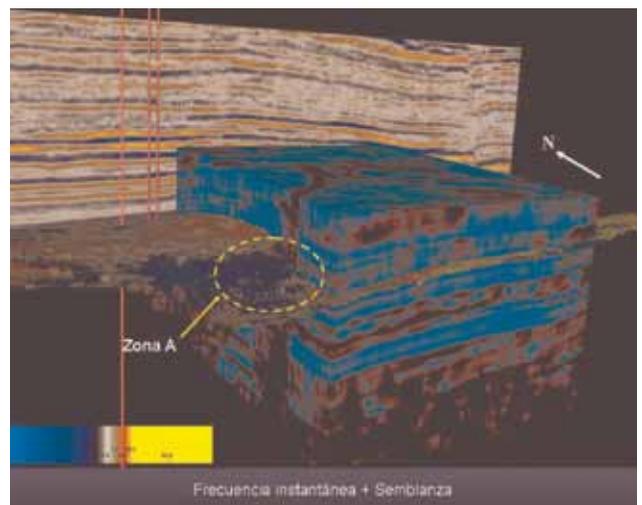


Figura 19. *Play* en zona A. Atributos de frecuencia (bajos valores en azul) y semblanza.

de la secuencia, mientras que los aumentos en dichos valores podrían interpretarse como mejoras de la condición de porosidad.

- La Descomposición Espectral muestra resultados similares a los obtenidos mediante la extracción de amplitud; su uso es limitado, dado que el intervalo de muestreo de la sísmica (4 ms) resulta inadecuado para el nivel de detalle requerido.
- La integración con los datos geológicos es muy importante para el correcto análisis y la adecuada interpretación de los atributos sísmicos.
- Debido a la baja resolución del dato sísmico, no es posible brindar el detalle necesario, por ejemplo, para discriminar entre facies carbonáticas dolomitizadas

y facies clásticas, para discriminar fluidos, o para buscar reparaciones en pozos que hayan atravesado potenciales reservorios en la Fm Quintuco.

- Finalmente, mediante un cambio en la escala de trabajo y análisis, el presente estudio (con el dato sísmico disponible) realiza una contribución a la definición de futuros “plays”, tanto exploratorios como de avanzada, en áreas alejadas o aledañas al yacimiento Agua del Cajón. ■

Agradecimientos

El autor agradece al Lic. Gabriel Pando por su valioso aporte durante la realización del estudio, al Lic. Da-

niel Carboni por su colaboración con el ajuste final de las imágenes y a la compañía CAPSA-Capex S. A. por permitir la publicación de este trabajo.

Bibliografía

- Martínez, E., D. Lasalle y D. Pecuch, 2005. *Entrampamiento en el Yacimiento Lindero Atravesado*. En “Simposio de estilos de entrapamiento de las cuencas productivas argentinas”. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 2002. Págs. 317-330.
- Olmos, M., H. Maretto, D. Lasalle, O. Carboni, y C. Naidés, 2002. *Los Reservorios de la Formación Quintuco*. En: “Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina”. Schiuma M., Hinterwimmer G. y Vergani G. eds. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata 2002. Págs. 359-382.
- Pando, G., 2008. *Integración de estudios e informe final. Formación Quintuco, Agua del Cajón, provincia de Neuquén*. Informe interno, CAPSA-Capex.
- Poiré, D y S. Matheos, 2004. *Análisis composicional, litológico, de facies sedimentarias y diagenético de las unidades carbonáticas-mixtas de la Fm. Quintuco, en el Área Agua del Cajón, Cuenca Neuquina*. Informe interno, CAPSA-Capex.
- Sheriff, R. E., 1991. *Encyclopedic Dictionary of Exploration Geophysics*. Society of Exploration Geophysicists.
- Van Wagoner, J. C., H. W. Posamentier, R. M. Mitchum, P. R. Vail, J. F. Sarg, T. S. Loutit, and J. Handberg, 1988. *An Overview of the Fundamentals of Sequence Stratigraphy and Key Definitions*, en Wilgus, C. K., B. S. Hastings, C. G. St. C. Kendall, H. W. Posamentier, C. A. Ross, and J. C. Van Wagoner, eds., *Sea Level Changes: An Integrated Approach*: SEPM Special Publication N° 42 (págs. 39-45. a).

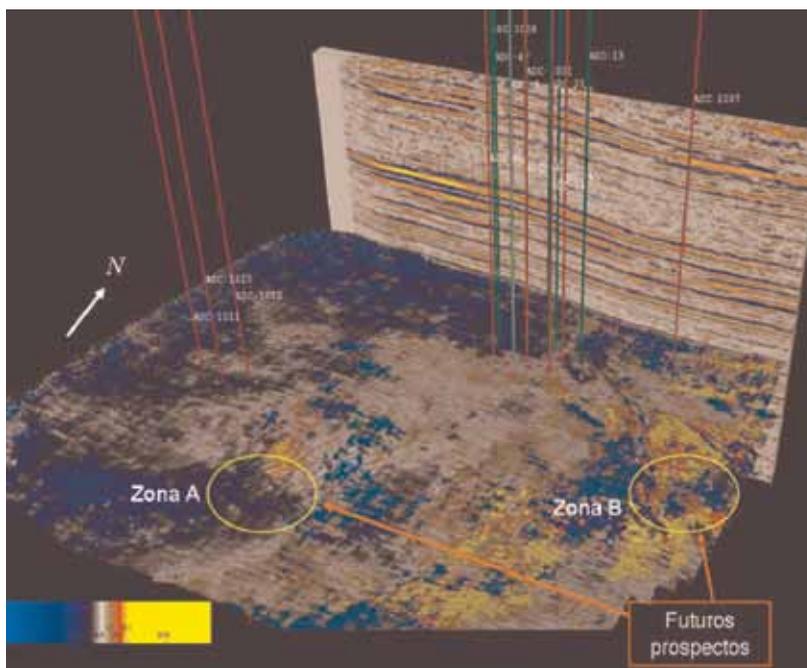


Figura 20. Frecuencia instantánea promedio sobre el horizonte Qs. El azul corresponde a zonas de baja frecuencia. En el área del yacimiento Agua del Cajón, se despliegan en verde los pozos productivos y, en rojo, algunos de los improductivos que atraviesan la capa A con mala condición petrofísica.