



Extensión y desarrollo de reservorios de baja permeabilidad de yacimiento Campo Indio Fm. Magallanes

(Maastrichtiano tardío - Daniano), Cuenca Austral Argentina

Por *Ernesto Aimar, Martin Cevallos, Alejandro Cangini, Federico Mas Cattapan* (CGC) y *Víctor Vega* (V&G Exploration)



En este trabajo se presentan los resultados de la actividad realizada en el yacimiento Campo Indio desde finales de 2016, donde se perforaron 38 pozos, se duplico el área de explotación y se quintuplico la producción de Campo Indio.

Introducción

El yacimiento Campo Indio se encuentra a 140 km de la ciudad de Río Gallegos, ubicado en la porción centro-sur de la provincia de Santa Cruz, en la región morfoestructural de la cuenca Austral denominada Talud (Saccavino *et al.*, 2005) (Figura 1). Descubierta en 1994 por Quintana con el pozo CI.x-1, el campo produjo inicialmente de la Fm. Springhill (Valanginiano) y los reservorios de la Fm. Magallanes Inferior (Maastrichtiano-Paleoceno) quedaron como objetivo secundario. El yacimiento aledaño Campo Boleadoras constituye el primer descubrimiento comercial de hidrocarburos de esta unidad en 1985, informalmente denominada M1. Este reservorio no se puso en producción en Campo Indio hasta 2001, año en el cual se registró una sísmica 3D cuya cobertura abarca gran parte de la acumulación.

Así se dio inicio a un desarrollo basado en nuevas perforaciones e intervenciones de pozos previos. Durante la etapa de avanzada y delineación de la acumulación se identificó un notorio deterioro de las condiciones de reservorio hacia el Este, lo que resultaba en reservorios de baja permeabilidad (*tight*) con rastros de gas y surgencias de gas sin presión. Por ello, el desarrollo inicial se focalizó en el sector Oeste entre 2002 y 2008 (Cagnolatti y Miller 2002; Saccavino *et al.*, 2005), donde las condiciones de reservorio permitieron la producción comercial.

Durante esta etapa se perforaron pocos pozos en el sector Este, los cuales quedaron con producciones subcomerciales, suspendidos y abandonados. Estos pozos, y en particular algunos con información clave (perfiles completos y coronas), permitieron estudiar el reservorio en detalle e identificar una oportunidad de desarrollo y extensión del campo.



Figura 1. Mapa de ubicación.

Este trabajo fue galardonado con el Premio del Simposio de Desarrollo de Hidrocarburos en el 10º Congreso de Exploración y Desarrollo del IAPG, realizado en 2018 en la ciudad de Mendoza.



Figura 2. Evolución de la producción del yacimiento Campo Indio. A partir de 2015 CGC toma la operación del bloque.

A partir de 2016, se inicia una nueva etapa de desarrollo en el sector Este y una etapa de avanzada hacia los márgenes septentrionales del Campo. Por un lado, se buscó detectar los límites geológicos del campo y, por otro, definir la estrategia y las técnicas que permitirían un desarrollo comercial de estos reservorios cerrados.

En este trabajo se presentan los resultados de la actividad realizada desde finales de 2016, que resultó en la perforación de 38 pozos, descubriendo extensiones al Norte que permitieron duplicar el área de explotación y quintuplicando la producción de Campo Indio, de 600 Mm³/d a fines de 2014 a 3 MMm³/d en marzo de 2018 (Figura 2).

Marco geológico

El reservorio M1 se encuentra en la porción media del Miembro Inferior de la Fm. Magallanes (Cagnolatti y Miller, 1999; Saccavino *et al.*, 2005), la cual representa el relleno de Antepaís de la cuenca Austral (Cagnolatti y Miller, 2002), con una columna sedimentaria que localmente presenta un espesor de aproximadamente 400 m. A nivel regional, el Miembro Inferior de la Formación Magallanes yace sobre la paleogeografía labrada por una discordancia regional de carácter erosivo (D3-Maastrichtiano tardío) (Figura 3). La sucesión sedimentaria es predominantemente marina somera y clástica en un ambiente de plataforma interna –*Shoreface* medio a distal–, con poca participación de carbonatos, los cuales se disponen como niveles bioclásticos y/o cemento de niveles arenosos. Es notoria la presencia de niveles de *wackes glauconíticos*. Esta formación en subsuelo fue subdividida en secuencias de 2do orden (Sullivan *et al.*, 2005), que contienen a los informalmente denominados reservorios M1, M2 y M3. Los reservorios fueron numerados de más joven a más antiguo, asignando al Maastrichtiano Superior los reservorios M3 y M2, y al Daniano, el reservorio M1. Inicialmente, este último se interpretaba como un cortejo sedimentario transgresivo (Cagnolatti y Miller, 2002), pero posteriormente se reinterpretó como un cortejo sedimentario de mar alto (Saccavino *et al.*, 2005). Sobreyaciendo el reservorio se observa una inundación marina que generó una superficie erosiva irregular y en partes canalizada (*ravinement*) en este sector de la cuenca, mientras que hacia el noroeste presenta un carácter más erosivo obliterando completamente a la Fm.

Magallanes. Esta discordancia se denominó tradicionalmente como D4 y se asignó al techo del Daniano (63 Ma). Posteriormente, se produce la depositación de las secuencias basales de la Fm. Río Turbio/Man Aike, que presentan un notable arreglo de sigmoides progradantes desde el Noroeste (Figura 3).

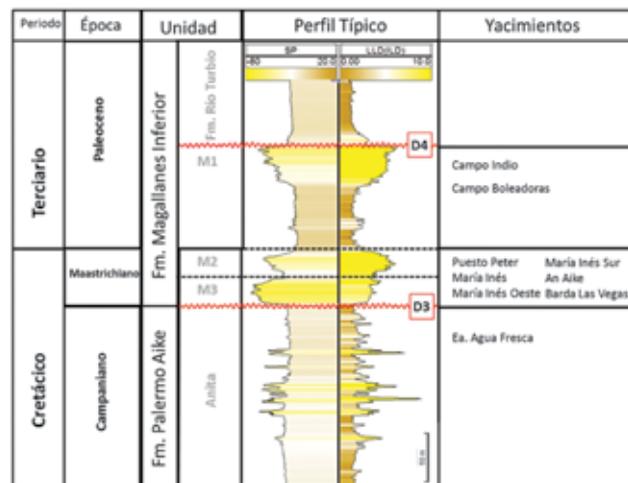


Figura 3. Perfil tipo de la Formación Magallanes en el sector de la cuenca Austral.

Localmente, el espesor de la secuencia M1 productiva en Campo Indio está fuertemente controlado por la discordancia D4. Los bordes este y oeste del Campo se desarrollan de manera neta erosiva por canales sinuosos que escurrieron desde el nor-noreste y este-noreste. Distanciado de 2 a 5 km al oeste de Campo Indio se encuentra el yacimiento Campo Boleadoras, ambos parcialmente conectados por un relicto del reservorio M1 elongado en dirección noroeste-sureste. El nivel de erosión de D4 en Campo Boleadoras es menor, y presenta un mayor espesor de la secuencia M1, que presenta facies cuya permeabilidad es superior en uno o dos órdenes de magnitud a las de Campo Indio. De este modo, ambas acumulaciones responden a trampas netamente estratigráficas compuestas de relictos erosivos.

En el reservorio estudiado en este trabajo, la estructura regionalmente está dada por una suave pendiente de medio grado que inclina hacia el sur (Figura 4). Se encuentra alterada por suaves espolones generalmente norte-sur asociadas a estructuras Jurásicas profundas que afectaron

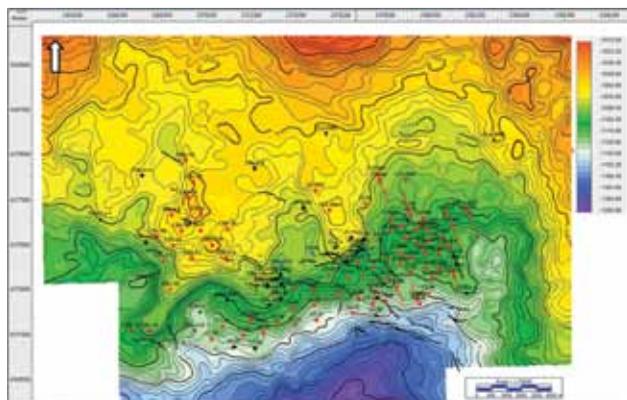


Figura 4. Mapa estructural en profundidad de la discordancia pos-Daniano (D4) que constituye el techo del reservorio M1.

y controlaron la acumulación de la "Serie tobífera", generando sus depocentros en un marco tectónico distensivo de *syn-rift*. Durante la acumulación de las sucesiones pertenecientes al Cretácico superior y Terciario inferior, estos altos modularon la subsidencia flexural y acentuaron la subsidencia por carga sedimentaria (compactación diferencial). Los sistemas de fallas extensionales que afectan el reservorio son secundarios, en general de poco relieve, predominantemente de orientación NO-SE y, si bien, en ocasiones, conforman algún límite de acumulación, no desempeñan un papel importante.

Descripción del reservorio

El reservorio M1 fue descrito en detalle por Cagnolatti y Miller (2002) para el yacimiento Campo Boleadoras. Posteriormente, Saccavino *et al.* (2005) extendieron esa descripción hacia el yacimiento Campo Indio y añadieron un detallado modelo de facies, mostraron la variación lateral que produce un empobrecimiento en sus cualidades petrofísicas. Los autores asignaron estos cambios a las variaciones en el contenido de limos y arcillas, el tamaño de grano

de las arenas y el porcentaje de glauconita.

Litológicamente, el reservorio M1 se compone de areniscas finas a muy finas de composición litofeldespáticas y líticas. Estas últimas suelen describirse en ocasiones como arenitas glauconíticas, enfatizando el papel preponderante de la glauconita en la fracción lítica. Cabe destacar el contenido de limos y de arcillas en el sistema, que pueden ser dominantes o participar como matriz y pseudomatrix de niveles arenosos.

A pesar del alto contenido de fracciones de limo y arcilla, en general el volumen total de arcilla detectado en estudios de DRX es menor al 10%, y llega a un 20% en los términos de peor calidad del reservorio. Es decir, el mayor control sobre la calidad del reservorio se encuentra principalmente en la proporción relativa de la fracción limo.

Mineralógicamente, la fracción clástica se compone en su mayoría de feldespatos (plagioclasas) y de líticos, entre los cuales alternan predominancia los de origen volcánico-clástico y la glauconita. Esta suele presentarse con geometría lobada y con tamaños que van de limo a arena mediana. Puede representar entre un 5% y un 25% del contenido clástico. Estudios en detalle realizados sobre testigos corona con especial énfasis en la descripción y el análisis de las

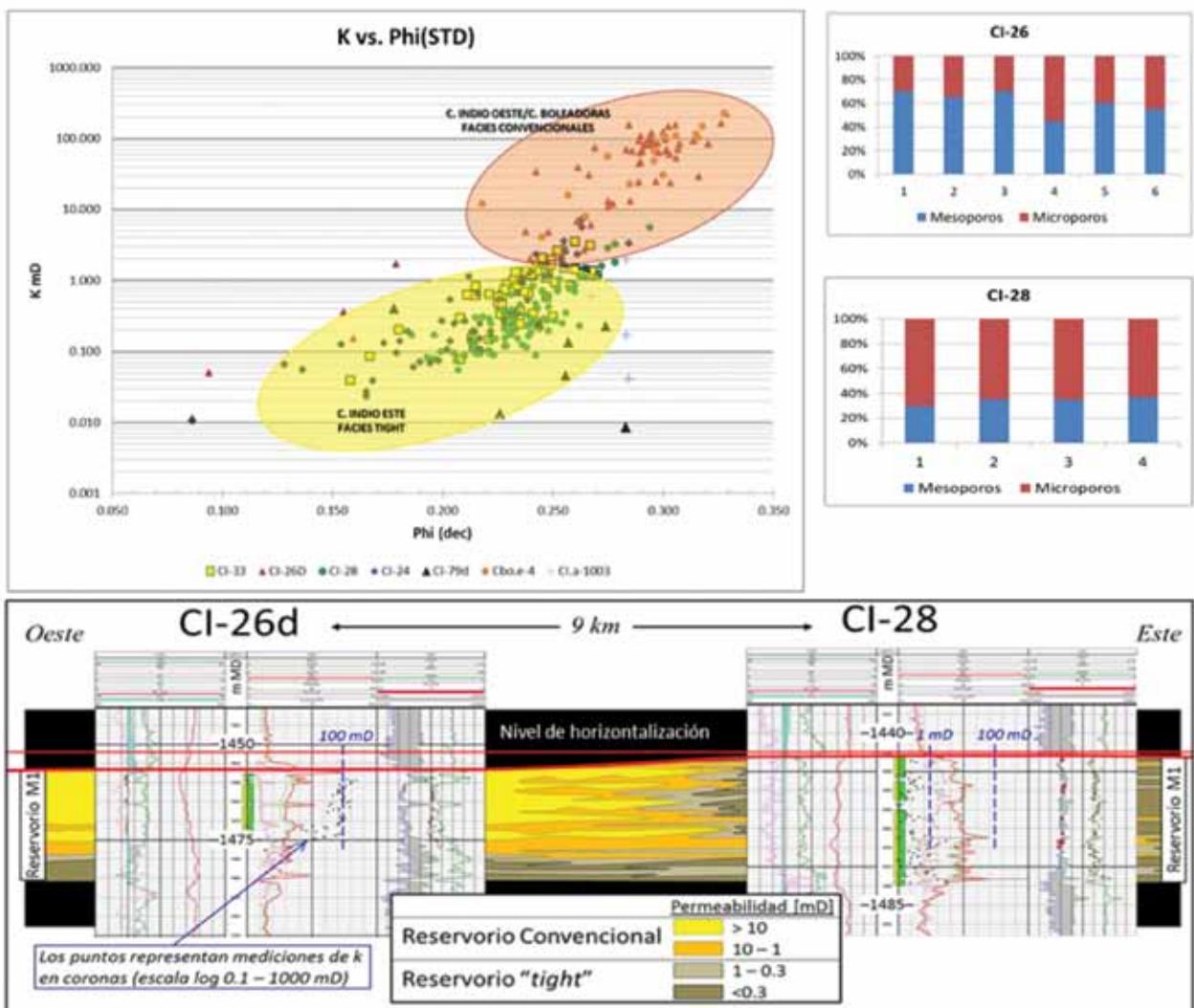


Figura 5. Comparación de datos de petrofísica básica obtenidos de testigos corona donde se observa que la zona Oeste (CI-26d) presenta dos órdenes de magnitud más de permeabilidad que la zona Este (CI-28) y su relación con el sistema poral.

icnofacies presentes sugieren que el origen de la glauconita correspondería a pellets fecales que sufrieron procesos de glauconitización (Ponce y Carmona, 2017). Esto es coherente con la intensa bioturbación que se observa a lo largo de todo el intervalo y con los niveles de menor permeabilidad, en donde el predominio de la fracción limoarcillosa es preponderante.

La cuantificación de la glauconita es un objetivo que aún no se ha podido definir con exactitud, por un lado, porque su señal en el espectro de DRX se superpone con el de la illita y no es posible discernir entre uno y otro, y por otro lado, porque se presenta como fragmentos líticos, que escapan a la correcta cuantificación por medio de modelos multiminerales que consideran la glauconita principalmente como cemento arcilloso.

También, se observa un considerable contenido de pirita –generalmente framboidal–, que puede representar un 3% de la muestra total. Se encuentra asociada a la glauconita sobre todo dentro de las excavaciones verticales y horizontales de organismos suspensívoros, debido a las condiciones reductoras presentes en ese medio (Ponce y Carmona, 2017).

Análisis petrofísico

Los primeros datos obtenidos del reservorio en la zona este del yacimiento demostraron la dificultad de producir

gas en caudales comerciales sin estimulación hidráulica, debido principalmente a una disminución en la permeabilidad causada por una reducción de tamaño de gargantas y espacios porales. La reciente extensión del desarrollo hacia estas zonas aportó nuevos datos que permitieron delinear una estrategia de desarrollo ajustada a esas características.

El factor principal que domina el comportamiento como reservorio cerrado (*tight*) de M1 en el sector este es la configuración del sistema poral. Nuevos datos obtenidos de testigos corona, así como de testigos rotados, evidencian un predominio de microporos (0,004-0,062 mm) por sobre los mesoporos (0,062-0,25 mm) y macroporos (0,25-1 mm) que dominan las facies más convencionales en el oeste. Esto se debe a un considerable aumento en el porcentaje de tamaños de grano de arena fina inferior, limos y arcillas en el sistema con respecto a la fracción de arena fina superior y arena fina. En menor medida se observan cementos arcillosos que también aportan a este efecto. En consecuencia, la permeabilidad del sistema es severamente afectada, no así la porosidad. Datos de laboratorio indican que de valores de más de 100 mD presentes en las facies más convencionales se pasa lateralmente a valores que no superan 1 mD y que, en su mayoría, se encuentran en el rango de 0,1 a 1 miliDarcy (Figura 5).

La porosidad siempre presenta valores por encima de 15%, puede llegar hasta un 32-35%, desviándose así de las concepciones más clásicas de reservorios cerrados (*tight*). Si bien puede observarse correlación con la permeabilidad, el

deterioro de esta última por el factor granulométrico puede ser de hasta tres órdenes de magnitud para un mismo valor de porosidad. En estudios de laboratorio, el contraste entre la porosidad estimada visualmente a partir de cortes delgados con la obtenida a partir del porosímetro de helio es evidencia directa de la microporosidad aportada por el contenido limoso/arcilloso, que escapa la cuantificación a través del microscopio. Esta porosidad presente en la fracción limosa/arcillosa mantiene los valores altos en los registros de pozo, aún en zonas de muy baja permeabilidad.

Cabe destacar la presencia de niveles con intensa cementación calcárea en donde la porosidad registra caídas drásticas, aunque estos no presentan extensiones areales considerables y alternan su posición vertical dentro del intervalo a veces constituyendo niveles nodulares.

La importancia de la fracción limo en adición al volumen de arcilla hace que el tradicional método de determinación de volumen de arcilla (*Vcl*) no sea representativo a la hora de describir el reservorio, por eso se debe recurrir a la búsqueda de herramientas para determinar el volumen de limos y arcillas en conjunto (*Vsh*). La determinación de *Vsh* en Campo Indio resulta un desafío, debido a que la fracción limo presenta una mineralogía similar a la de las fracciones de arena muy fina y fina. Adicionalmente, la glauconita presente como matriz y como líticas, afecta la lectura de los perfiles claves, tanto por su elevada densidad (2,95 g/cm³) así como también por su contenido de Fe, que afecta los perfiles conductivos. La presencia de potasio, tanto en los feldespatos como en la glauconita, limita enormemente el uso del rayo gama como indicador de arcillosidad. A su vez, el contenido de pirita afecta los per-

files conductivos y de densidad. En consecuencia, la metodología para determinar el *Vsh* en Campo Indio se basa, principalmente, en el par densidad-neutrón (a través de la curva Neu-Den, figura 6), y se complementa con el perfil de invasión como indicador de las zonas más permeables.

La granulometría del reservorio descripta tiene impacto en otro parámetro clave de la caracterización, la determinación de la saturación de agua. La presencia dominante de microporos –un 70% de la fracción poral– en una roca de buena porosidad resulta en un volumen de agua importante y de carácter irreductible, ya que el campo no produce agua de formación. Para el cálculo de la saturación se considera que la misma posee una salinidad de 8000 g/l de ClNa equivalente, que a una temperatura de reservorio de 150 °F resulta en un *Rw* de 0,3 ohmm, acorde a los datos obtenidos de agua proveniente de los reservorios M2 y M3 de la misma unidad. La baja salinidad del agua connata, sumada a la mineralogía descripta, tienen un fuerte impacto en los perfiles conductivos, de los cuales los modelos de *Sw* son altamente dependientes (Figura 6).

Si bien se han probado la mayoría de los métodos convencionales para obtener la *Sw* (i.e. Simandoux, Indonesian, Dual Water), se optó por un modelo de Archie que permite una modificación más simple y validable de los parámetros eléctricos de manera empírica, tomando como base estudios realizados en reservorios similares (Sneider, R. M. y Sneider, J. S., 1998; Worthington, 2000). Actualmente, se usan los siguientes rangos para los exponentes y coeficientes involucrados en la ecuación: $a=0,8-0,82$, $m=1,4-1,6$ y $n=1,4-1,6$, los cuales están en el orden de los datos obtenidos en ensayos sobre testigos corona. Los ran-

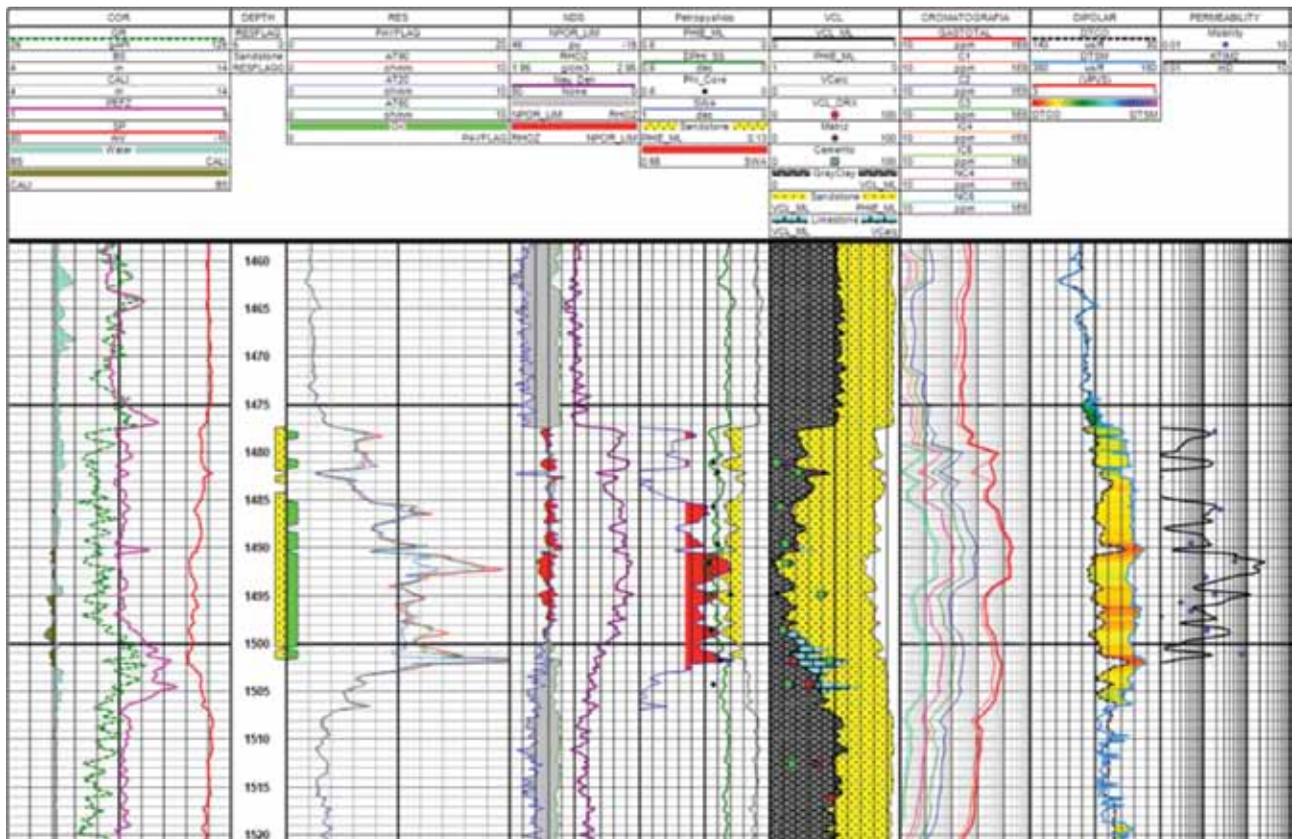


Figura 6. Interpretación petrofísica de un perfil tipo en la zona este del yacimiento Campo Indio.

Expresión sísmica del reservorio

gos de Sw obtenidos se validan con el comportamiento de producción de los pozos y con los resultados de ensayos de presiones capilares realizados en testigos corona, a pesar de las limitaciones que cada método presenta para reservorios de baja permeabilidad (Newsham *et al.*, 2004). Los resultados, a su vez, fueron validados con el volumen de Sw obtenido de la resonancia magnética nuclear. Estos últimos no se utilizan como rutina, ya que presentan varias limitaciones, como la baja resolución vertical y una alta relación costo/beneficio, pero los casos estudiados demuestran que zonas con Sw de hasta 80% tienen la capacidad de producir bajos caudales de gas sin movilizar el agua de formación.

Para acotar aún más el impacto de estas complejidades en el análisis del reservorio, se realizaron estudios de tomografía computada de testigos corona y un análisis digital con el fin de profundizar el entendimiento del impacto de la granulometría y de la mineralogía en el sistema poral. También para obtener un mejor ajuste en los cálculos de Sw. Los resultados muestran una compleja red poral donde el relleno compuesto de limos y arcillas aumenta la tortuosidad del sistema, lo que genera un alto impacto en la permeabilidad. A pesar de ello, tendencias digitales acotadas con datos obtenidos de laboratorio muestran valores de m para la ecuación de Archie que varían entre 1,45 y 1,8, acorde a los parámetros que se venían utilizando en base a la clasificación de Sneider, 1991 (Figura 7). Asimismo, se pudo cuantificar el contenido de pirita, que alcanza porcentajes de hasta un 3%. Si bien, la glauconita no pudo ser cuantificada directamente a través de la densidad, se estima un porcentaje que varía entre el 4 y el 11%.

El desarrollo inicial del reservorio M1 en Campo Indio (2001-2003) fue guiado por la sísmica 3D adquirida en el área en 2001. Esta permitió orientar la búsqueda hacia las mejores posiciones prospectivas para estos reservorios que mostraban un entrapamiento complejo, netamente estratigráfico, identificado a través de extracciones de amplitud sísmica (Figura 8). El reservorio está representado por un evento negativo (valle) que se amplifica o aumenta su frecuencia en condiciones de mayor espesor. El espesor total de 20 a 35 m está generalmente dentro o levemente por encima del espesor de *tuning* (18 a 20 m, figura 9). Esto provoca que la relación entre el espesor del evento y los atributos sísmicos sea compleja. Asimismo, los límites del reservorio no siempre coinciden con el pico de amplitud del evento negativo que permite su identificación sísmica. En sismogramas sintéticos se muestra que en algunos sectores del yacimiento el pico negativo coincide con el techo del reservorio mientras que en otros con la base. El positivo subyacente coincide en algunos sectores con la base del reservorio, pero en las zonas de menor espesor puede ser equivalente a niveles por debajo del mismo. En los primeros mapeos sísmicos del campo se tuvieron en cuenta tanto las amplitudes como los espesores sísmicos del valle negativo para identificar zonas a delinear (Sacca-vino *et al.*, 2005).

Con el objeto de evaluar exhaustivamente la zona este y norte del yacimiento en busca de extensiones y nuevas oportunidades de desarrollo, se interpretó en detalle el evento representativo (Figura 9), con especial énfasis en

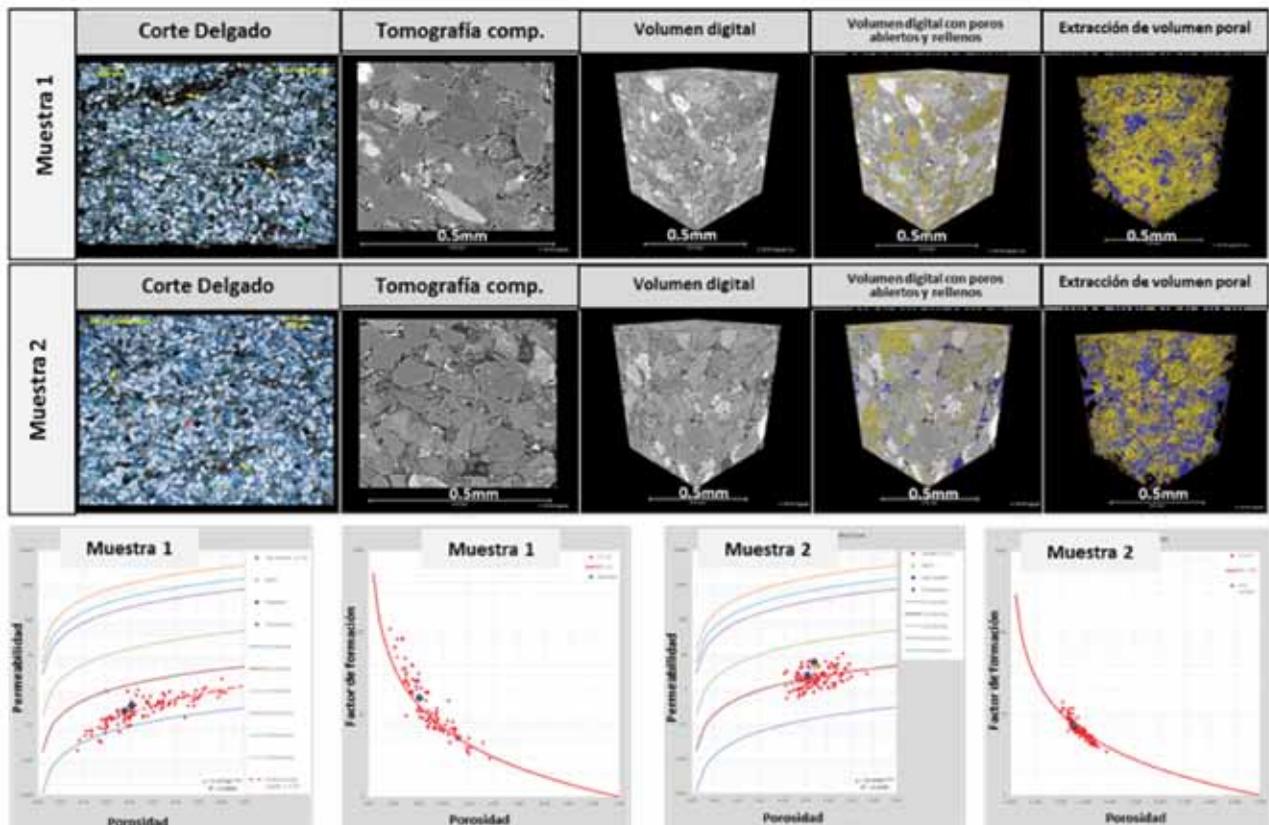


Figura 7. Arriba: volúmenes digitales obtenidos a partir de tomografía computada de testigos corona. En azul se observan los poros abiertos y, en amarillo aquellos rellenos con limo/arcilla. Abajo: tendencias digitales de poro-perm y de factor de formación vs. porosidad, de donde se infieren valores del exponente m .

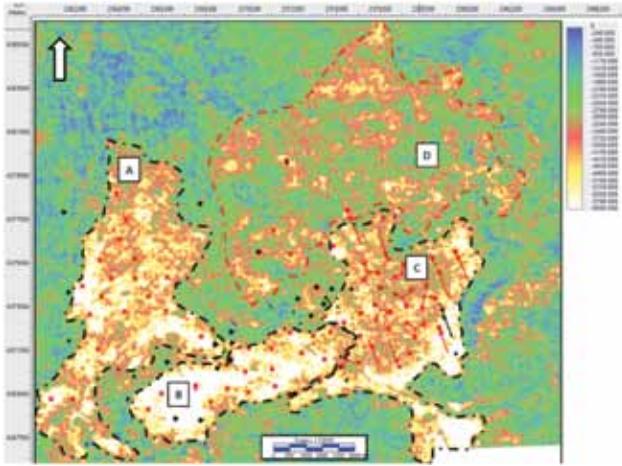


Figura 8. Extracción de la máxima amplitud negativa del evento que representa el reservorio, donde se observan los sectores A. Campo Boleadoras, B. Campo Indio Oeste, C. Campo Indio Este o *tight* y D. Campo Indio Norte. Obsérvese que los límites este y oeste de la acumulación son netamente erosivos.

la expresión sísmica de la discordancia D4 que define el techo del reservorio M1, controlando su espesor. Esta superficie erosiva tiene marcados relieves locales en forma de canales que dejan relictos aterrizados, en general, de definición subsísmica, por lo que su interpretación conjuga el análisis de amplitudes y el de geometrías sísmicas.

Los análisis preliminares de AVO mostraron anomalías

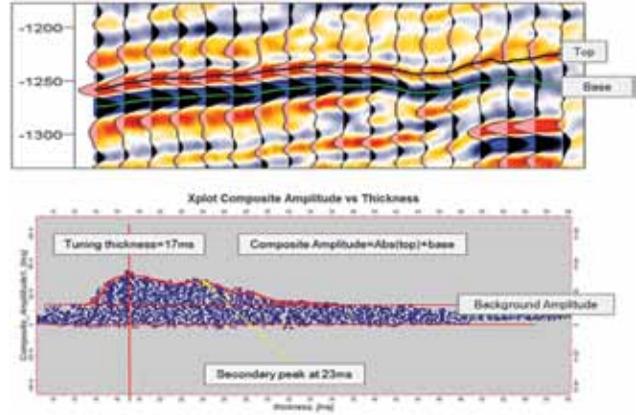


Figura 9. Arriba: detalle del par negativo-positivo que representa el reservorio M1. Abajo: análisis de *tuning* donde se observa un espesor de *tuning* de 17 ms, que equivalen a 20 m de espesor.

Clase III en las zonas prospectivas del norte y del este, aumentando así las perspectivas de perforar pozos de avanzada. Datos de nuevas perforaciones obligaron a refinar este análisis sobre la base de un nuevo reproceso sísmico y modelando efectos de AVO a escala de pozo. Estos últimos muestran una mayor variedad de respuestas, se observa Clase III en la porción más austral, Clase II en el centro y Clase I hacia el norte. Sin embargo, el dato sísmico no logra replicar estos resultados, debido a la falta de resolución (Figura 10).

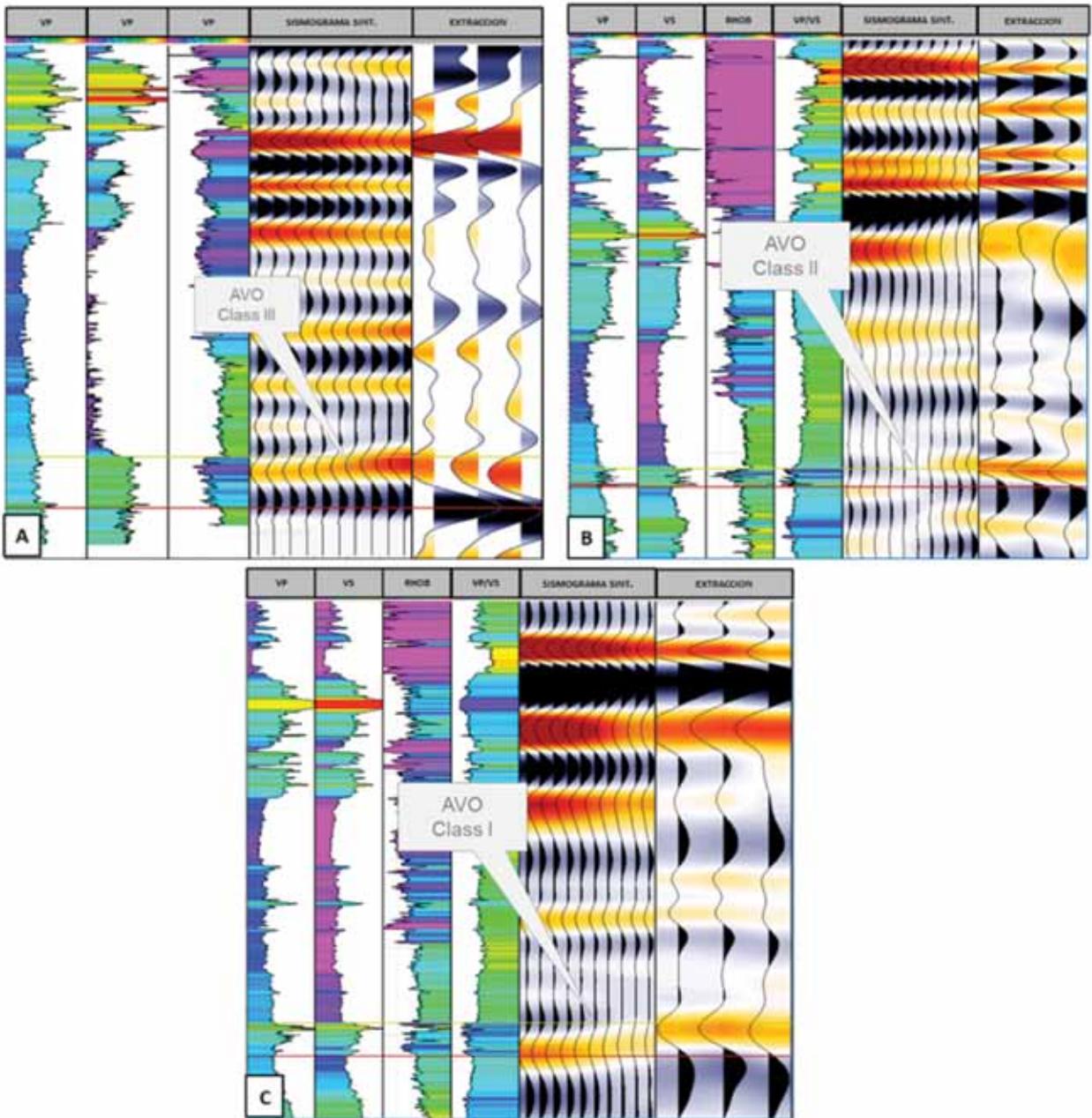


Figura 10. Detalle de las distintas respuestas de AVO identificadas en el análisis a escala de pozo y su correlación con la extracción de una traza para cada offset (cercano-medio-lejano).

Por otra parte, una baja saturación de gas en facies limosas con muy alto contenido de agua irreducible es capaz de dar lugar a anomalías de AVO, como se observó en el pozo CL.a-1005, el cual manifestó gas durante la perforación pero resultó improductivo. Actualmente, se estudia la posibilidad de diferenciar efectos de AVO asociados a reservorios comerciales de aquellos generados por bajas saturaciones de gas. Por ese motivo, la identificación de zonas de mayor espesor y mejores facies de reservorio es guiada principalmente por el análisis de geometrías sísmicas a escala del reservorio (Figuras 11 y 12).

Rejuvenecimiento del desarrollo

El desarrollo inicial del reservorio M1 en la Formación Magallanes se centró en la parte más espesa y de mejor calidad del campo, presente en el yacimiento Campo Boledoras, así como en la sección occidental de Campo Indio. A partir de 2015, CGC toma la operación del bloque implementando un plan para desarrollar los reservorios de baja permeabilidad –y por ende de baja productividad– detectados previamente en el sector Este, pero dejados de lado por su condición *tight*. Este plan tenía como objetivo

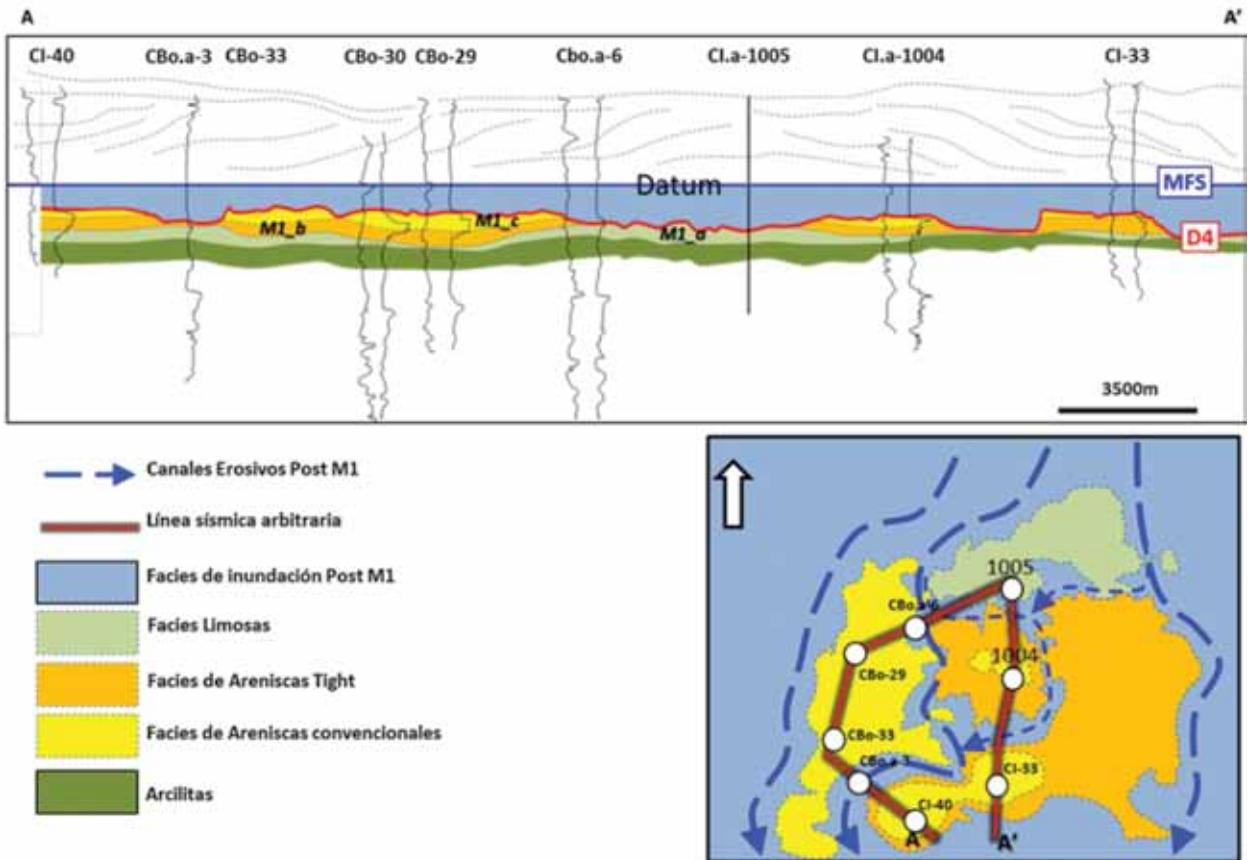


Figura 12. Esquema de cómo el grado de erosión de la discordancia pos-Daniana controla las facies preservadas. Las nuevas perforaciones en el norte (Ci.a-1004 y Ci.a-1005) permitieron entender mejor la dinámica por afuera de las acumulaciones principales.

drenado de 800 m que luego se aumentaron a 1200 m, crucial para mejorar la economicidad en los sectores donde el espesor neto cae por debajo de los 8 m. Estos pozos se equiparon con cañerías de producción sin cementar, dividiendo los segmentos a fracturar con *packers* que adhieren directo a la formación (Figura 13). El área de drenaje de estos pozos equivale al de 3 o 4 pozos verticales, según la longitud del tramo horizontal, con el beneficio de interceptar una gama más variada de calidades de reservorio de las que se accedería en un pozo vertical. Además, la estrate-

gia de desarrollo con pozos horizontales contó con varios alicientes: ausencia de agua libre, un espesor total alto (entre 20 y 35 m), profundidad media de 1450 m y muy bajo grado de estructuración.

Tomando datos de imágenes microresistivas y acústicas, perfiles sísmicos con dipolos cruzados y un detallado análisis de los eventos de perforación, con un estudio de geomecánica se determinó las direcciones de los esfuerzos principales y una estimación de su intensidad para poder establecer la dirección de navegación óptima. Si bien se

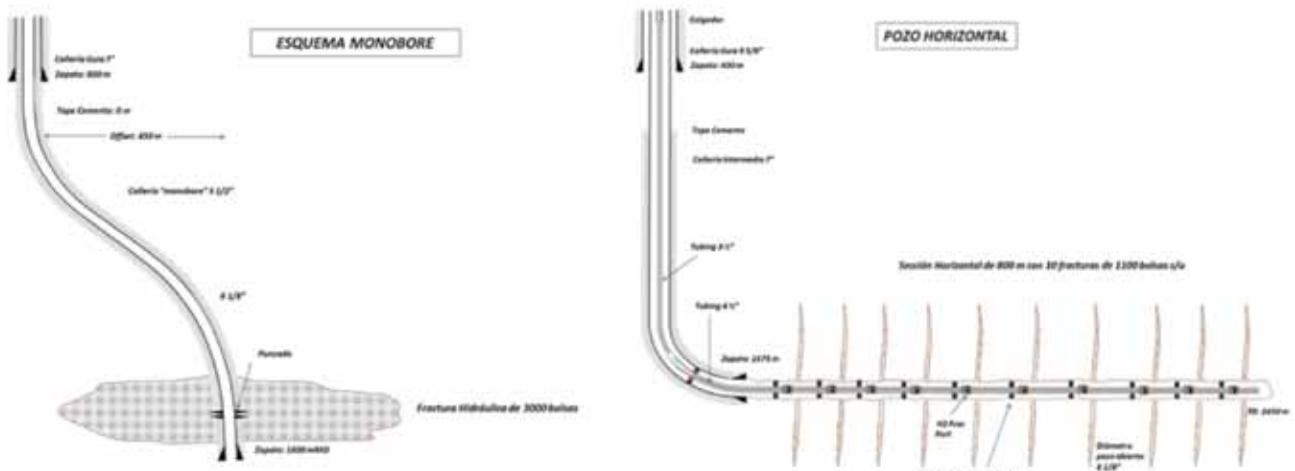


Figura 13. Esquemas de los pozos desviados y horizontales implementados para la optimización del desarrollo en la zona Este del yacimiento.

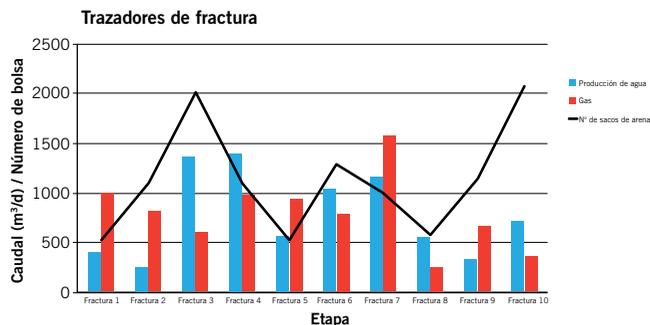


Figura 14. Resultados obtenidos de los trazadores que se utilizaron en las fracturas de un pozo horizontal en el que se variaron los volúmenes de propanante por etapa. No se observa relación entre la cantidad de propanante y el caudal aportado por cada etapa, pero se corrobora que cada una aporta a la producción del pozo.

estableció una orientación del esfuerzo horizontal máximo de N72 °E en base a *breakouts* incipientes, en general los datos evidencian una zona casi isotrópica en cuanto a los esfuerzos horizontales principales, acorde a la poca deformación tectónica en el nivel del reservorio y a la ausencia de anisotropías determinada a través de los dipolos cruzados. No obstante, para el inicio de este desarrollo se optó por una dirección de navegación perpendicular a esa orientación con el fin de acotar riesgos en el desarrollo de las fracturas hidráulicas.

Para la optimización de la producción inicial y la performance futura de los pozos se evolucionó en el diseño

de fracturas hidráulicas, quintuplicando los volúmenes de propanante utilizados. Desde las 25 bolsas/metro de reservorio utilizadas en las fracturas de la zona Oeste se escaló hasta 125 bolsas/metro, lo que equivale a más de 2000 bolsas por pozo. Por otra parte, se limitó la extensión de los punzados para focalizar el inicio de propagación de la fractura y evitar la competencia entre distintos focos de generación.

En el caso de los pozos horizontales, inicialmente se realizaron 10 etapas de fractura equidistantes entre sí y, posteriormente, se fue incrementando ese número hasta 16 etapas por pozo en los 1200 m de longitud de drenado. Se han probado distintos volúmenes de arena por etapa, desde 800 hasta 2300 bolsas. Se realizaron estudios de trazadores de agua y gas para estudiar el aporte de cada etapa, lo que permitió corroborar que todas las etapas de fractura tenían aporte al pozo, pero no se registró una correlación lineal entre el volumen de arena utilizado y el aporte de cada etapa (Figura 14).

Delineación de la zona Norte

Una vez comprobada la viabilidad del desarrollo de las facies más *tight*, el foco se puso en delinear los extremos de esta acumulación, así como también en buscar nuevas oportunidades en zonas que aún permanecían sin perforar. Con el análisis de la amplitud sísmica vinculada al reservorio se detectaron nuevas áreas con potencial (Figura 7), pero pozos

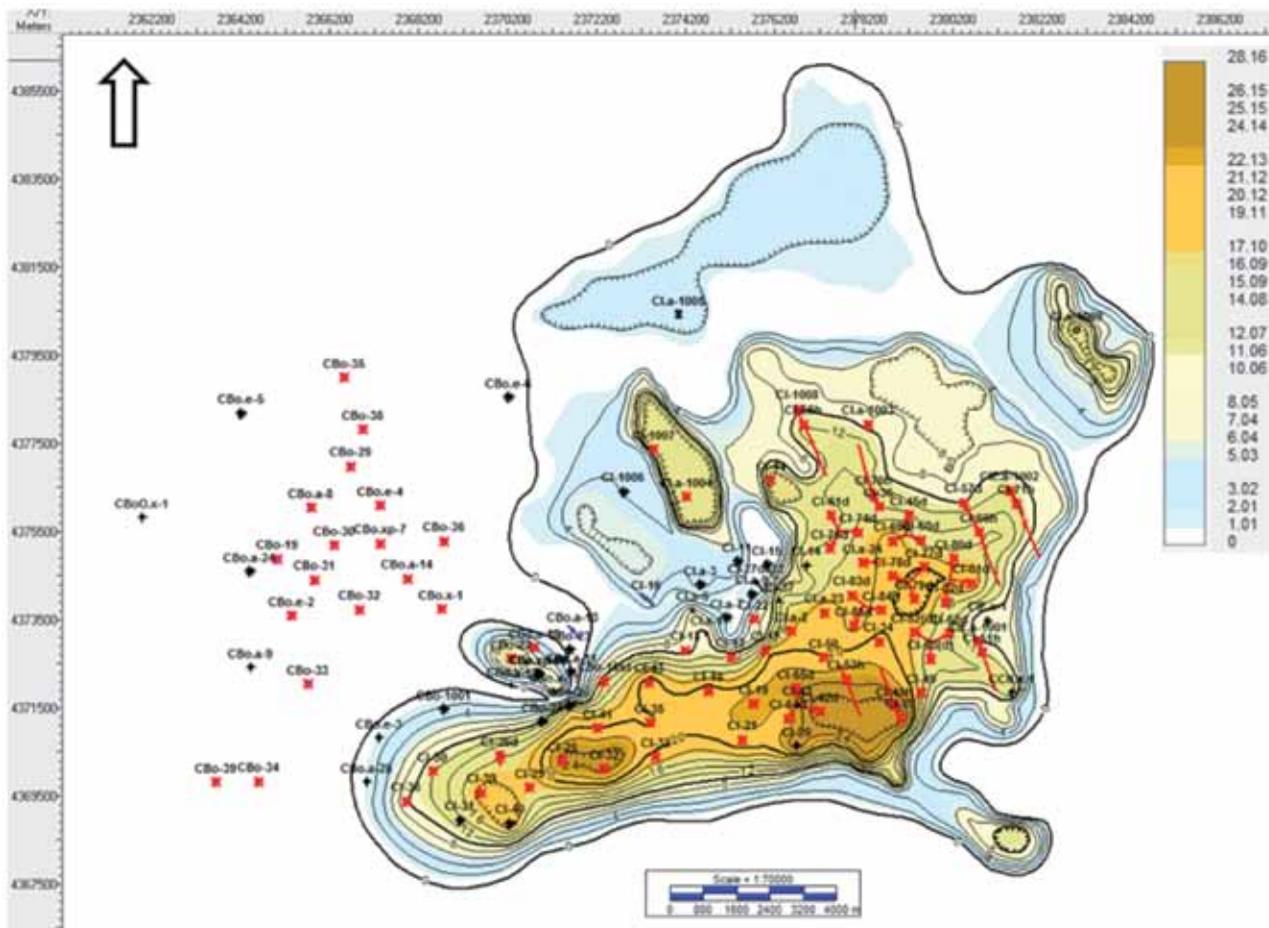


Figura 15. Mapa de espesor neto consolidado por medio de datos de pozo y de la interpretación de terminaciones sísmicas.

previos demostraban que la relación amplitud/espesor y amplitud/permeabilidad no siempre evidenciaba correlaciones favorables. Por ello, el análisis, tanto de amplitudes como de AVO, fue complementado, controlado y validado con el análisis de pozos. Se identificaron zonas de mayor interés que presentaban alguno o varios de los siguientes aspectos sísmicos: buen nivel de amplitud del evento, buen espesor del mismo y/o geometrías sísmicas que se interpretan como afinamientos y erosión del mismo.

Se identificaron extensiones y nuevos relictos de erosión del reservorio M1, todos con saturación de gas aunque cada uno con patrones faciales distintos. El pozo CI.a-1004 identificó una nueva zona con un espesor grosero de M1 de 36 m que preserva facies convencionales similares a las presentes en Campo Boleadoras, convirtiéndose así en el mejor pozo de la campaña con una producción inicial de 400 Mm³/d. Los pozos *offset* mostraron la gran variabilidad de espesores y facies en este nuevo satélite del campo. Apenas a 1400m al Oeste del CI.a-1004, el pozo CI-1006 –que presentaba valores de amplitud similares– encontró una ausencia total de las facies productivas, para ello se erosionado unos 20 m (Figura 11).

Estos resultados reforzaron la estrategia prospectiva guiada por geometrías sísmicas y complementada con el análisis de amplitud, lo que permitió refinar el mapeo del espesor neto para vincular las distintas zonas del yacimiento (Figura 15), el cual guarda cierta relación con el espesor de la secuencia Calafate 2, pero a escala de pozo presenta variaciones inherentes a la variabilidad lateral de facies.

Conclusiones

El yacimiento Campo Indio había entrado en una etapa madura de desarrollo con 4 pozos perforados desde 2009 hasta 2015. A partir de ese momento, se comenzó la reactivación del campo mediante la delimitación del sector oriental que presentaba reservorios subcomerciales de tipo *tight sands* y se descubrieron nuevas acumulaciones satélites hacia el norte.

El desarrollo de las zonas de baja permeabilidad fue posible gracias a la aplicación de técnicas específicas de este tipo de *plays*, como fracturas de gran volumen, pozos desviados *monobore* y pozos horizontales. Se lograron optimizar los costos respecto de las operaciones previas, al reducir el costo por pozo a menos de la mitad, tanto en perforación como en completación.

El descubrimiento de nuevos frentes de desarrollo fue guiado inicialmente por la interpretación sísmica de detalle y toma de riesgo en pozos de avanzada. La presencia del reservorio está dictada por el relieve erosivo de la discordancia D4 (pos-Daniana), quedan preservados relictos de la unidad M1 (Miembro Inferior de la Fm. Magallanes, Maastrichtiano superior-Paleoceno inferior) en aquellos lugares donde tuvo menor erosión. Los límites erosivos del reservorio así como los cambios faciales configuran la trampa de Campo Indio.

El mapeo de detalle es crucial en este play estratigráfico. La activa campaña de perforación y la continua revisión de la sísmica 3D son la guía para sostener el desarrollo.

La implementación del desarrollo *tight* y las nuevas zonas descubiertas constituyen el frente de desarrollo más importante de actividad en los últimos años.

Dadas las condiciones adversas para un desarrollo convencional, este bloque ha sido rediseñado como “Área de Explotación No Convencional Campo Indio Este”, por la provincia de Santa Cruz y la Secretaría de Energía de la Nación, y se constituye así en la primera concesión de este tipo fuera de la Cuenca Neuquina.

Entre 2017 y 2018 se habrán perforado 40 nuevos pozos desviados y unos 12 pozos horizontales. Esto ha permitido llevar la producción desde 600 Mm³/d de gas a 3 Mm³/d, lo que convirtió a Campo Indio en el yacimiento con mayor producción actualmente en el sector terrestre (*onshore*) de la Cuenca Austral. ■

Referencias

- Cagnolatti, M. y Miller, M., 2002, “Los reservorios de la formación Magallanes: Rocas reservorio de las cuencas productivas de Argentina”. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 91-115, Mar del Plata, Argentina.
- Cagnolatti, M. J. y Miller, M. L., 1999, “Síntesis sismoestratigráfica y petrolera del Cretácico superior alto - Terciario inferior de la Cuenca Austral, Santa Cruz, Argentina”. IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Posters: 931-934, Mar del Plata, Argentina.
- Newsham, K. E., Rushing J. A., Laswell, P. M., Cox, J. C. y Blasingame, T. A., 2004, “A Comparative Study of Laboratory Techniques for Measuring Capillary Pressures in Tight Gas Sands”. SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
- Ponce J. J. y Carmona, N., 2017, “Análisis sedimentológico e icnológico en testigos corona de la Formación Magallanes, Cuenca Austral”, Informe interno.
- Saccavino, L. L., Echeverría, C., Gutiérrez, F., Cagnolatti, M., Marteau, V. M., Pedrazzini, M. y Barcat, C., 2005, “Las trampas de hidrocarburos de la Formación Magallanes, Cuenca Austral, República Argentina”. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Mar del Plata, Argentina.
- Saccavino L. Lauri J., Arregui C. y Cagnolatti, M., 2005, “Integración de un modelo estratigráfico, petrofísico y atributos sísmicos en la caracterización de los yacimientos Campo Indio y Campo Boleadoras. Cuenca Austral (*Characterization of Campo Indio And Campo Boleadoras Fields through the Integration of an Stratigraphic, Petrophysical and Seismic Attributes models, Austral Basin*)”, Argentina. INGEPEP- Lima, Perú.
- Sneider, R. M. y Sneider, J. S., 1998, *Rejuvenating marginal, aging oil fields: is it profitable?*, *Petroleum Geoscience*, Vol. 4, pp. 303-315.
- Sullivan, M., Cagnolatti, M., Arguello, J., Gutiérrez, F., Trapiche, A., Saccavino, L., Falconaro, S., Echeverría, 2005, “An application of high resolution of sequence stratigraphy: implications for improved description, modeling and management of the Springhill and Magallanes reservoirs, Austral Basin, Argentina”. 2005 AAPG Annual Convention Poster Session, Calgary, Canadá.
- Worthington, P. E., 2000, “Recognition and evaluation of low-resistivity pay”, *Petroleum Geoscience*, 6.6, no.1, pp.77-92.