



# Desarrollo y rejuvenecimiento de un campo maduro a partir de la optimización en la producción

Por **Manuel Emiliano Arijón y Santiago Eduardo Fernández** (Pan American Energy)

**Este trabajo fue seleccionado como el mejor por el tema Campos Maduros en el marco del 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (CONEXPLO) realizado por el IAPG en noviembre de 2022.**

**E**l área Cerro Dragón, operado por Pan American Energy, se ubica en el flanco norte de la cuenca del Golfo San Jorge y está compuesto por diferentes yacimientos productivos con desarrollo de proyectos de petróleo y gas desde 1965. Se destacan diferentes estrategias de desarrollo en función de la geología e historia de cada bloque: recuperación primaria de petróleo, recuperación secundaria por inyección de agua, métodos de recuperación terciaria (EOR) y surgencia de gas. El yacimiento Valle Hermoso Centro (VH-C) se encuentra en la zona central de Cerro Dragón y abarca un área de 25 km<sup>2</sup>. Sus límites, de índole estructural, fueron definidos mediante interpretación sísmica y datos de pozo (Figura 1).

Como puede observarse en la figura 2, el bloque VH-C posee una larga historia de producción con más de 50 años de desarrollo (272 pozos perforados, Gp: 5910 MMm<sup>3</sup> (36 MMBOE), Np: 5275 Mm<sup>3</sup> (33.2 MMBOE), po-



tenciada a partir de campañas masivas de perforación. El pozo VH-1, descubridor del área, fue perforado en 1964. Los objetivos de los pozos perforados son petroleros y gasíferos a profundidades que oscilan entre los 1500 y 2600 m.

En los primeros años de desarrollo del bloque (hasta 2000 aproximadamente) se mantuvieron unos 40 pozos activos en promedio, con producciones de petróleo diarias que promediaron 300 m<sup>3</sup>/d y producciones de gas marginales. Estos pozos son someros y con objetivos petroleros de la Formación Comodoro Rivadavia (Figura 5). Entre el año 2000 y 2007 se perforaron 55 pozos que ayudaron a dar un salto incremental de producción acumulada de gas de 373 MMm<sup>3</sup> (2,3 MMBOE) a 1850 MMm<sup>3</sup> (11,3 MMBOE) y que permitieron tener producciones diarias promedio de petróleo de 330 m<sup>3</sup>/d y 500 Mm<sup>3</sup>/d de gas. Estos pozos son más profundos y llegan

a objetivos de las formaciones Mina el Carmen y Pozo D-129, se debieron dejar aislados algunos niveles gasíferos de esta última por presencia de CO<sub>2</sub> y falta de capacidad de tratamiento del mismo. A partir de 2017 comenzó la segunda campaña masiva de perforación (más de 60 pozos perforados), que mostraron, en la actualidad, una producción acumulada de gas de 5910 MMm<sup>3</sup> (36 MMBOE) que permitió mantener estable la producción diaria de petróleo en 330 m<sup>3</sup>/d y una acumulada de 5275 Mm<sup>3</sup> (33,2 MMBOE). La producción de gas aumentó en promedio a valores de 1365 Mm<sup>3</sup>/d, estas últimas son las máximas históricas del bloque (Figura 2). Valores que se lograron explotando niveles gasíferos de las formaciones Mina El Carmen y Pozo D-129 y, en parte, gracias al inicio del tratamiento y separación de gas con CO<sub>2</sub> que producen algunos niveles de la Formación Pozo D-129 a partir de 2013. Como se observa en la figura 3, la campaña 2000 a 2007 se enfocó en la zona NNE del bloque coincidente con el área más alta en estructura (Figura 6). La campaña que comenzó en 2017 y continúa hasta la actualidad, se concentra en zonas más bajas estructuralmente y con foco de acortar distanciamientos entre pozos de tipo *infill*.

Los pozos de VH-C explotan niveles petroleros y gasíferos de las tres formaciones reservorios que hay en este sector de la cuenca (Figura 5): Formación Comodoro Rivadavia, Formación Mina el Carmen y Formación Pozo D-129. Muchos pozos de las últimas campañas explotan las tres formaciones en simultáneo, lo que genera importantes desafíos técnicos para poder optimizar la producción y para lograr obtener información suficiente para continuar estudiando el bloque.

La producción de petróleo proviene mayormente de areniscas y areniscas tobáceas de origen fluvial de la Formación Comodoro Rivadavia y la Formación Mina del Carmen y la mayor productividad de gas proviene de facies areno-tobáceas de plataforma lacustre de la Formación Pozo D-129. Durante los primeros años de explotación del bloque se buscaban objetivos de areniscas y areniscas tobáceas de la Formación Comodoro Rivadavia (Lesta, 1968), pero su depletación conllevó, a partir de 2000, a cambiar la estrategia de desarrollo para así poder contactar niveles más profundos de la Formación Mina del Carmen y la Formación Pozo D-129. Esto generó cambios en estrategias de distanciamientos entre pozos, diseños de estimulación y sistemas de extracción. Uno de los desafíos se relaciona con la identificación de gas combustible con porcentajes variables de CO<sub>2</sub> que pueden llegar hasta un 50% en algunos niveles de la Formación Pozo D-129. Otro desafío es el estudio y análisis de la Formación Mina el Carmen, representada por una sucesión de areniscas, tobas y tufitas de origen continental depositadas en ambiente fluvio-lacustre. Los cuerpos arenosos existentes son escasos, debido al bajo *net to gross* de la formación y, en general, esos cuerpos se encuentran aislados y muestran alta participación piroclástica en la planicie de inundación (Cohen *et al.*, 2021). El análisis utilizado para entender la distribución y el desarrollo de estas facies llevó a aplicar conceptos de estratigrafía secuencial para ambientes continentales y así predecir su arquitectura fluvial. Estos conceptos se aplicaron para mejorar el mapeo de reservorios, identifi-

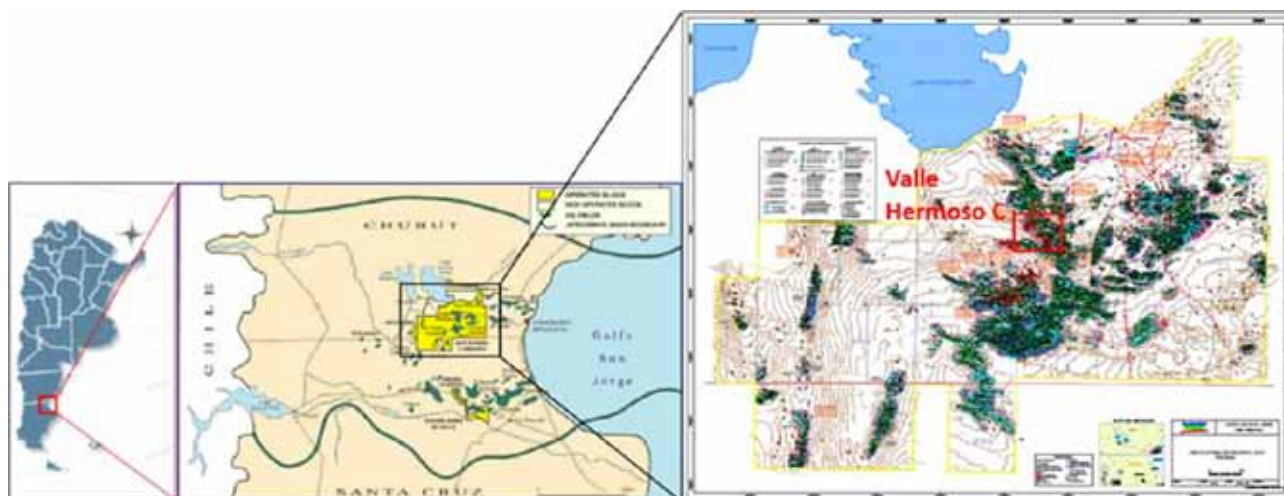


Figura 1. Ubicación del área de estudio y de la cuenca del Golfo San Jorge.

car con mayor precisión estas facies poco amalgamadas y optimizar el desarrollo. La Formación Comodoro Rivadavia (Lesta, 1968), con predominio de areniscas medianas a gruesas de origen fluvial, presenta en la actualidad

reservorios despresurizados. Por lo tanto, se delimitó un área para iniciar un piloto de recuperación secundaria con proyección de avanzar en etapas a partir de resultados obtenidos.

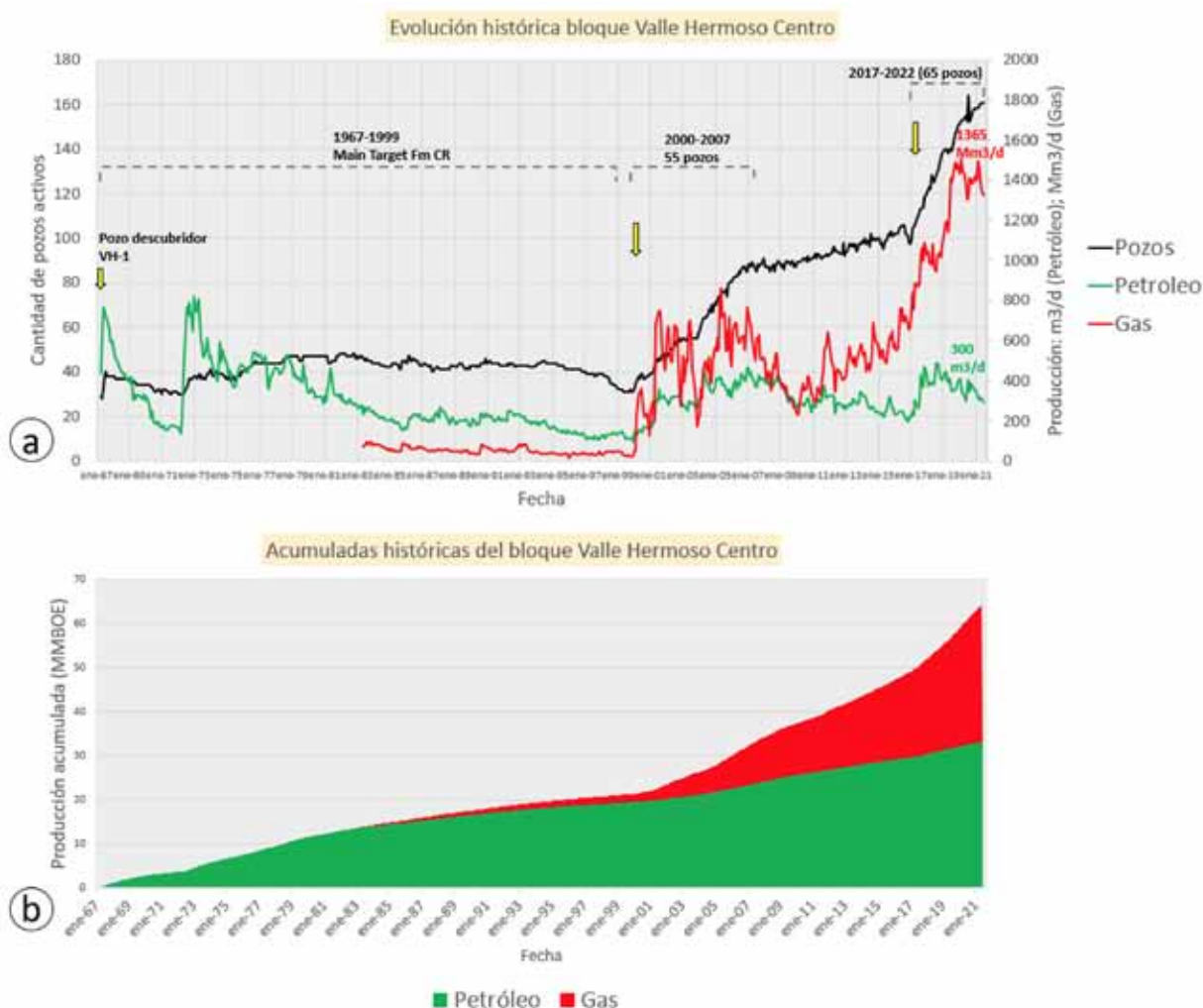


Figura 2. a. Evolución de la producción en el yacimiento Valle Hermoso Centro. b. Producción acumulada de petróleo y gas en el yacimiento Valle Hermoso Centro.



## Marco geológico

La cuenca del Golfo San Jorge es una cuenca extensional, intracratónica, con su eje principal oeste-este, de edad Cretácica-Terciaria. Limitada al norte por el Macizo Norpatagónico, al sur por el Mesocratón del Deseado, al oeste por la cordillera de los Andes y al este por el margen continental del océano Atlántico (Figari *et al.*, 1999). Cerro Dragón está ubicado en el flanco norte de la cuenca, y alberga en su sector centro de la concesión al bloque de referencia (Valle Hermoso Centro).

La evolución estructural y deposicional inicia durante la etapa de *rifting* Triásico-Jurásico inferior (Fitzgerald *et al.*, 1990), inicio de apertura atlántica, conformando un basamento económico, que representa un estadio de hemigraben juvenil y los depósitos liásicos de cubeta extensional.

Un posterior período de extensión durante el Jurásico medio, difícil de separar del primer evento (Fitzgerald *et al.*, 1990), culmina con los sedimentos clásticos y vulcanitas del Grupo Lonco Trapial, (Lesta y Ferello, 1972), evento conocido también como Complejo Volcánico Sedimentario (CVS) (Figura 5).

Sobre estas cubetas, se depositan en forma discordante la sucesión epiclástica del grupo Las Heras, depositados en una etapa de hemigraben maduro. Conformados por pelitas de la Formación Pozo Anticlinal Aguada Bandera (Lesta *et al.*, 1980) asociadas a un relleno de cuenca

hambrienta (>subsistencia vs sedimentación), y areniscas de la Formación Pozo Cerro Guadal (Ferello y Lesta, 1973), que corresponden a un estadio de máxima inundación con influencia marina pacífica. Ambas etapas asignadas a un late *rift* (Sylvan, 2001; Scazzioti, 2008). En Cerro Dragón, para las formaciones mencionadas se interpretan facies transicionales discontinuas, facies progradantes proximales de ambiente lacustre somero, semicontinuas y de alta amplitud sísmica, representando depósitos fluvio-deltaicos que alimentan un pequeño lago y facies distales de ambiente subáqueo somero que progradan y muestran onlap en los límites de las cubetas. La calidad orgánica y el potencial generador serían menores que en la Formación Aguada Bandera y la ocurrencia de reservorios no está probada (López Angriman *et al.*, 2014).

Marcado por una discordancia angular, sobreyacen los depósitos del Gr. Chubut (Formaciones Pozo D-129, Mina del Carmen y Comodoro Rivadavia). Durante la deposición de este grupo, no hay vinculación con el pacífico, con el depocentro desplazado al Este y por consiguiente la columna estratigráfica enteramente continental (Figari *et al.*, 1999). Cambios de facies y espesor en la Formación Pozo D-129 indican control tectónico durante la deposición. Etapa interpretada como de reactivación tectónica extensional-transensional y sag; indentación de la faja plegada de San Bernardo entre el Macizo Norpatagónico y el Macizo del Deseado durante

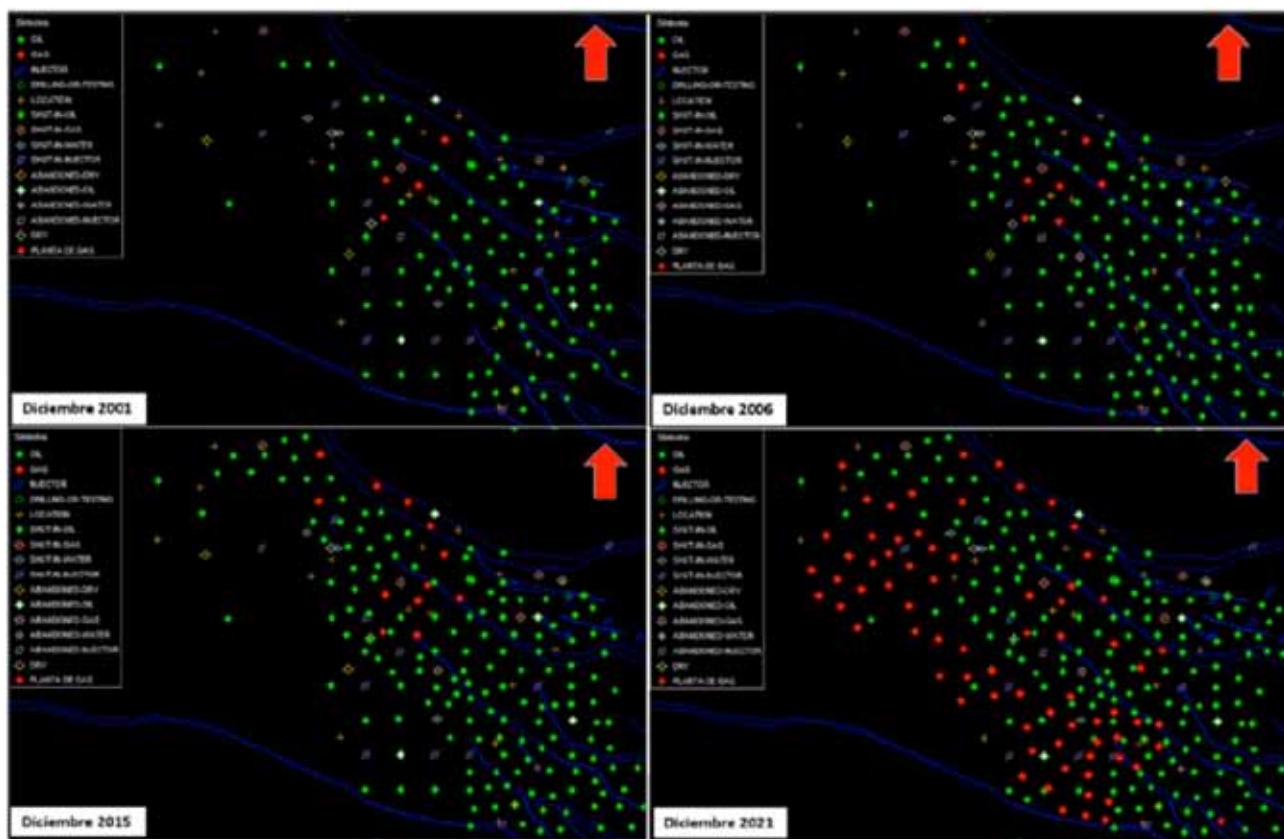


Figura 3. Evolución de pozos perforados entre 2001 y 2021.

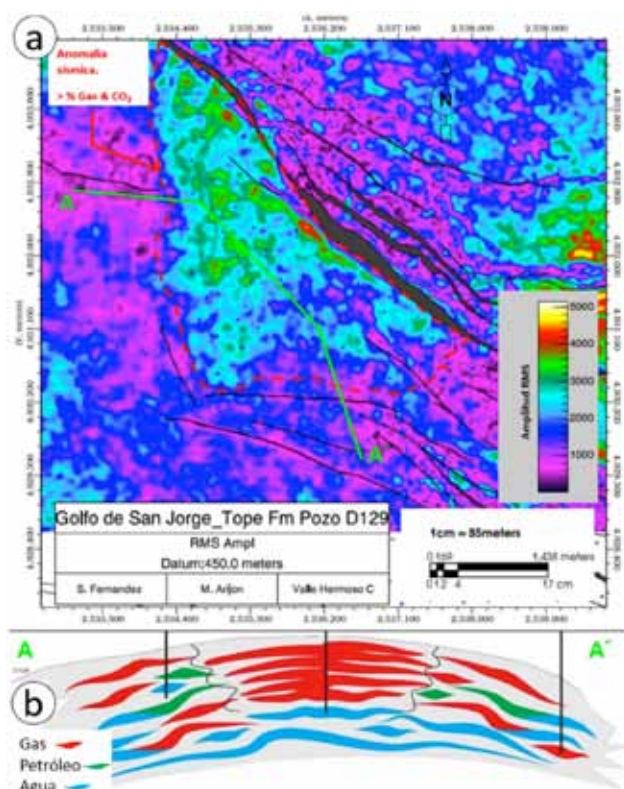


Figura 4. a. Extracción RMS Amplitud para la Formación Pozo D-129. Discriminación zona alterada (> % de gas y CO<sub>2</sub>, zona alterada). b. Interpretación esquemático ONO-ESE de la distribución de fluidos y sus contactos dentro y fuera de la zona de anomalía.

la apertura inicial del Atlántico sur (Folguera *et al.*, 2019).

La Formación Pozo D-129 (Lesta, 1968) está representada por pelitas bituminosas, calizas y sucesiones clásticas con variable contenido tobáceo, interpretadas como sedimentos depositados en un ambiente lacustre en el inicio de la segunda fase extensional de la cuenca (Cohen *et al.*, 2021). Los reservorios corresponden, en el bloque VH-C, a acumulaciones de areniscas tobáceas depositadas como barras de plataforma y lóbulos subácuos de carácter hiperpícnico retrabajados por las variaciones en el nivel del lago. En general, el material es de grano medio a muy fino. Cabe destacar que en el extremo norte de este bloque, la Formación Pozo D-129 está dentro de una zona alterada producto de procesos diagenéticos que se evidencian a partir de una respuesta sísmica anómala (altas amplitudes), y las características del reservorio difieren del resto del bloque (estructuras porales vinculadas a alteración y disolución de vidrio volcánico, recristalización de feldespatos, disolución parcial a total de feldespatos en tobas y areniscas volcanoclásticas, y disolución de carbonatos), cargada en su mayoría con gas con altos porcentajes de CO<sub>2</sub> (Figura 4) diferenciándose así del resto del bloque VH-C que, si bien presenta CO<sub>2</sub> en sus reservorios, estos no se encuentran alterados sino que presentan condiciones petrofísicas más pobres y requieren estimulaciones hidráulicas que incluyen gran cantidad de sacos de arena para poder obtener producciones comerciales de hidrocarburo.

La Formación Mina del Carmen (Lesta, 1968) está representada por una sucesión de sedimentos tobáceos depositados en ambientes fluviales compuestos, tanto por

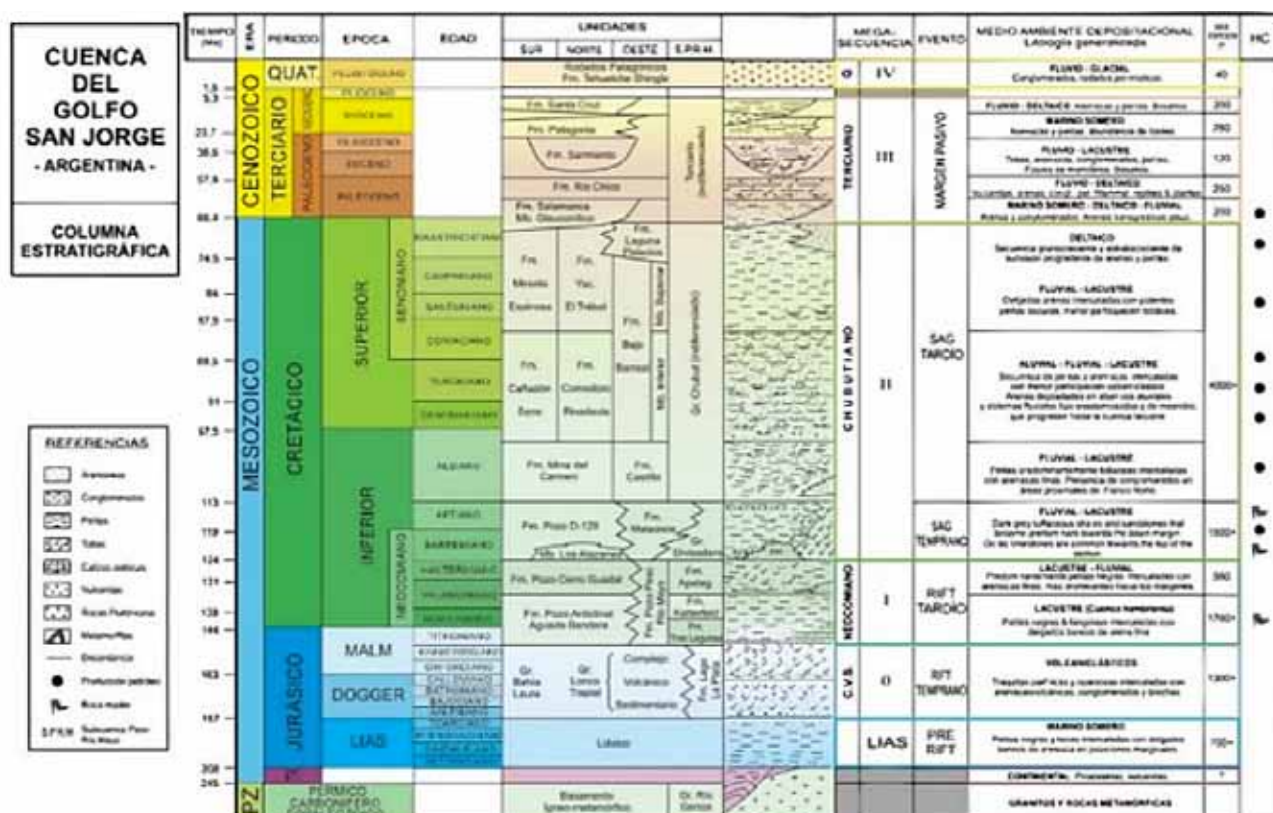


Figura 5. Columna estratigráfica de la cuenca del Golfo San Jorge (modificado de Sylwan. *et al.*, 2011).



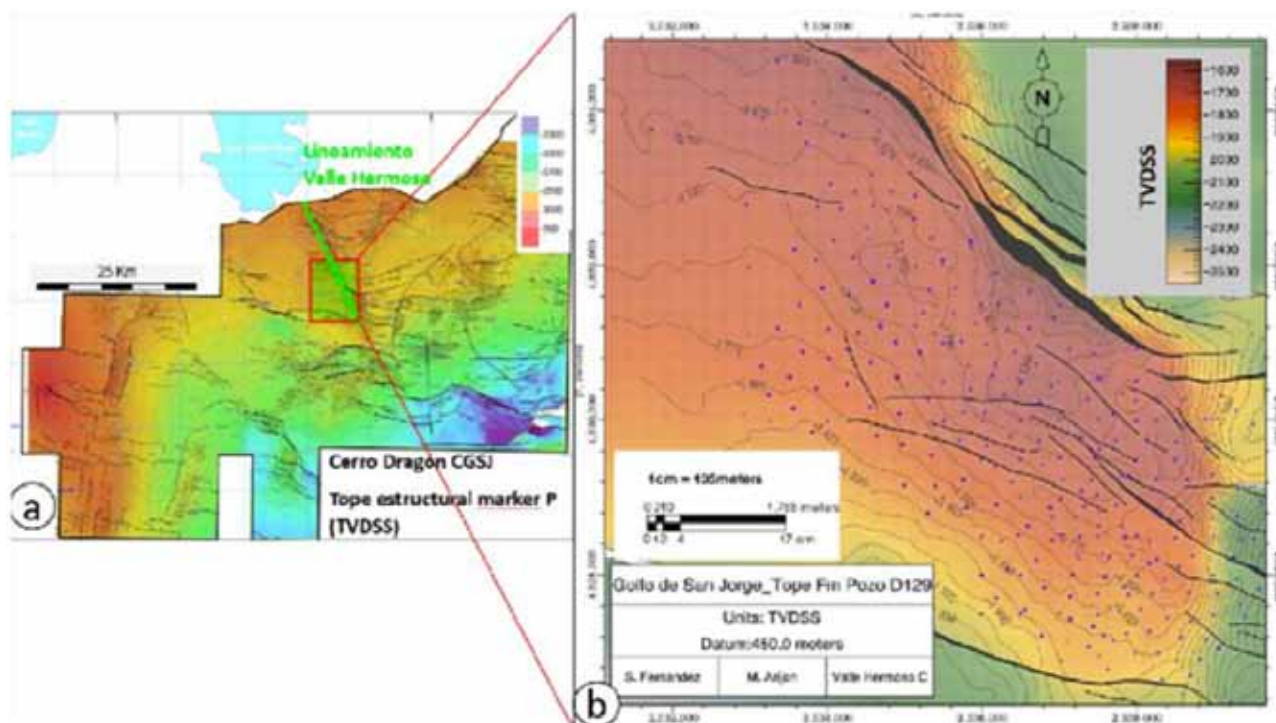


Figura. 6. A. Mapa estructural del yacimiento Cerro Dragón referenciado al tope estructural del marker P + demarcación estructural “Lineamiento Valle Hermoso”. b. Mapa estructural del bloque Valle Hermoso Centro referenciado al tope estructural de la Formación Pozo D-129.

facies canalizadas como no canalizadas de planicies de inundación proximal y distal. Litológicamente se constituye por tobas y areniscas con cantidades elevadas de material piroclástico. Predominan tobas generalmente vítreas y areniscas tobáceas derivadas del retrabajo de los depósitos de caída (Cohen, *et al.* 2021).

La Formación Comodoro Rivadavia se compone de una alternancia de areniscas y pelitas donde el contenido tobáceo es escaso a nulo. Interpretadas como depósitos fluviales (Lesta, 1968) y pelitas interpretadas, como la planicie de inundación. El contenido tobáceo disminuye desde la base hacia el tope formacional. La Unidad Tobífera o Sección Tobácea se considera informalmente como la sección basal de la Formación Comodoro Rivadavia. Dentro de esta unidad se han observado depósitos arenosos de importante distribución areal, amalgamadas en el sector central del área de estudio. Sobreyacen depósitos terciarios marcados por una discordancia angular, asociados a eventos transgresivos regresivos con vergencia atlántica.

El bloque VH-C, para las Formación Comodoro Rivadavia, Mina El Carmen y Pozo D-129, está conformado por un alto estructural limitado al noreste y sur por fallas normales que buzan al norte y sur, respectivamente. A su vez, en el sector sureste del bloque, existen rasgos estructurales menores, pero más densos que generan compartimentalizaciones importantes en toda la columna estratigráfica. En el nivel regional, esta estructura corresponde a una expresión denominada por PAE como Lineamiento Valle Hermoso, que transfiere esfuerzos distensivos desde el flanco norte hacia el centro de la cuenca.

Hacia el oeste, el alto estructural cae sin encontrar fallas limitantes, y los reservorios definen su culminación

por acúñamiento estratigráfico y por disminución de cota estructural (Figura 6).

Localmente, las fallas normales que limitan al norte y noreste actúan como fallas maestras en la conformación de la estructura y, productivamente, son una vía de migración para los hidrocarburos generados en la Formación Pozo D-129. Los rechazos medidos por sismica se encuentran en el orden de los 200 m, y menores para las fallas extensionales perpendiculares al lineamiento principal. A partir del Cretácico inferior-tardío el bloque es sometido a un nuevo episodio extensional-transensional representado por fallas sintéticas, antitéticas y fallas menores con menor rechazo de orientación general ONO-ESE (Folguera *et al.*, 2019). La actividad tectónica de este conjunto de estructuras es lenta y pulsátil, a partir de los cuales originan una respuesta sedimentaria sin y postectónica para la sección basal de la Formación Mina del Carmen (Cayo *et al.*, 2011; Crovetto *et al.*, 2013 y Paredes *et al.*, 2013), evidenciado por cambios significativos en los espesores sísmicos entre los *markers* interpretados. Para la Formación Comodoro Rivadavia puede observarse una disminución en la cantidad de fallas y el mismo rango de inclinación de los horizontes interpretados, debido a una etapa sin actividad tectónica (Figura 7).

La mayor acumulación de gas se registra en la parte más alta de la estructura junto con la combinación de porcentuales de CO<sub>2</sub> para la Formación Pozo D-129.

Desde el punto de vista estratigráfico, la distribución de fluidos y trampas se asocian a heterogeneidades internas de los reservorios, variaciones laterales de facies de canal a facies de albardón y planicies de inundación para reservorios de la Formación Comodoro Rivadavia y Mina del Carmen. Respecta de la Formación Pozo D-129,

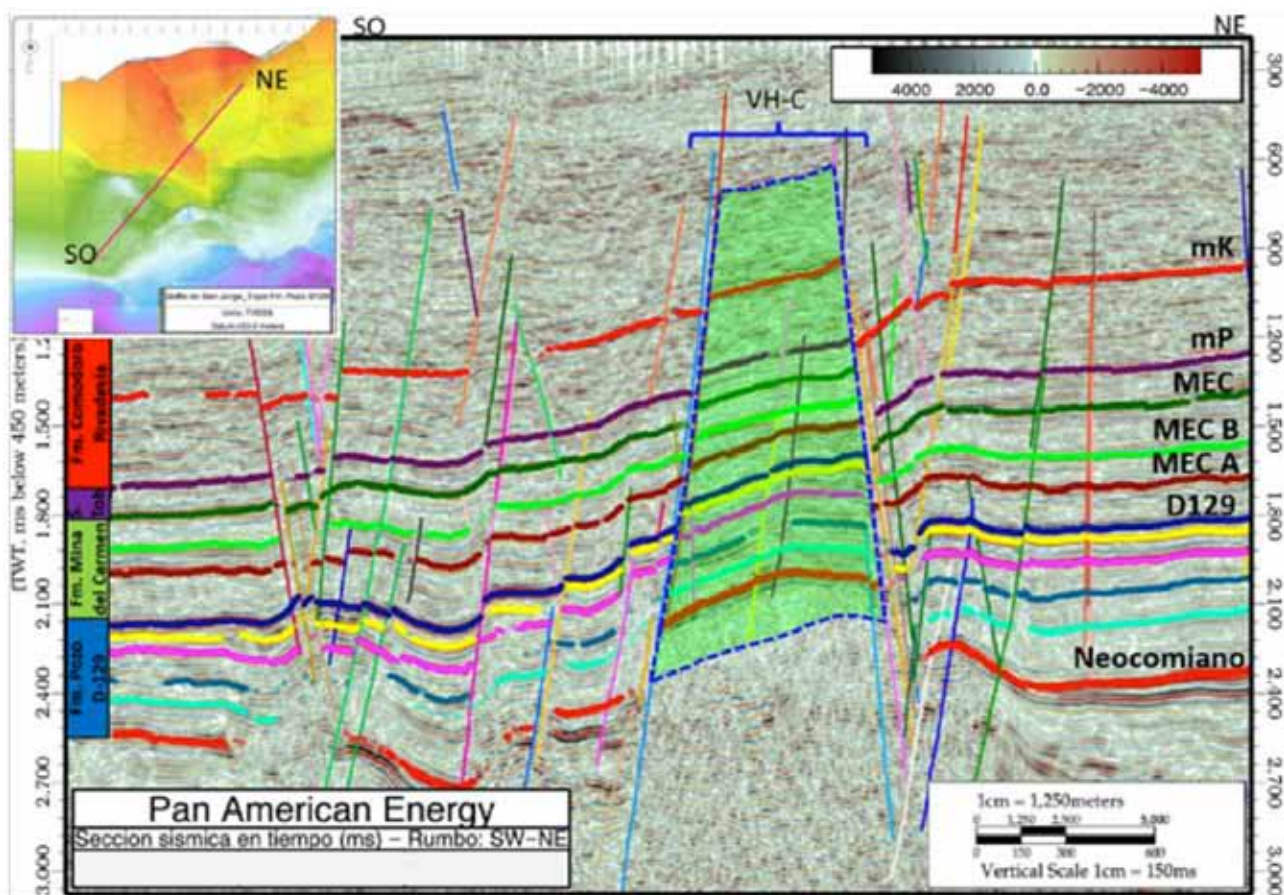


Figura 7. Sección sísmica SO-NE (Valle Hermoso C).

el entrapamiento estratigráfico se asocia a la disminución de espesor y transición a facies menos porosas y permeables (*incho ut* de reservorios y porosidad secundaria generada por procesos diagenéticos) para reservorios desarrollados en ambientes de flujos subácueos y barras de plataforma lacustre.

## Formación Pozo D-129

### Interpretación paleoambiental

En VH-C, la sección superior de la Formación Pozo D-129 se depositó en un ambiente de plataforma lacustre limitado al sur por un quiebre en la pendiente interpretado a partir de información de pozos y datos sísmicos, que varía lateralmente a un talud, zona de transición entre la plataforma y la zona más profunda del lago hacia el sudeste (López Angriman *et al.*, 2014). Con esta configuración paleoambiental, VH-C se encuentra situado al norte del quiebre del talud y conforma una franja caracterizada por la uniformidad en el espesor y de suave pendiente regional que se interpreta como una estrecha plataforma o planicie subárea de sistema lacustre.

Los pozos han atravesado litologías, tales como limolitas grises intercaladas con delgados niveles de areniscas tobáceas y más abundantes niveles de calizas oolíticas.

Tanto testigos corona como testigos laterales tienen estructuras que se interpretan como desarrolladas a partir de flujos tractivos distales, eventos de decantación y eventos piroclásticos distales. En algunos pozos se observa en el techo de la Formación Pozo D-129 una espesa sección de más de 70 m de calizas arenosas y oolíticas con intercalaciones de limoarcilitas que pasan a tobas arenosas intercaladas con calizas arenosas, oolíticas y limoarcilitas tobáceas hacia la sección más profunda. Los cuerpos arenosos se identifican en electrofacies de arreglo granodecreciente de 1 a 3 m de espesor y porosidad promedio que varían entre un 10% y un 14% (López Angriman *et al.*, 2014).

En la figura 8 se identifican abanicos subacueos profundos que pasan a facies carbonáticas de talud, para luego adentrarse netamente en la zona de VH-C donde las facies son características de plataforma lacustre, con desarrollo de barras transversales al lineamiento estructural principal, interdigitadas con lóbulos hiperpícnicos subácueos que se originan por el desborde de material durante la circulación de flujos densos paralelos al lineamiento Valle Hermoso.

Las electrofacies tienen carácter granodecreciente y granocreciente relacionados a ambientes de baja y alta energía, desarrollo conjunto de barras de plataforma y sistemas fluviales menores paralelos al lineamiento es-



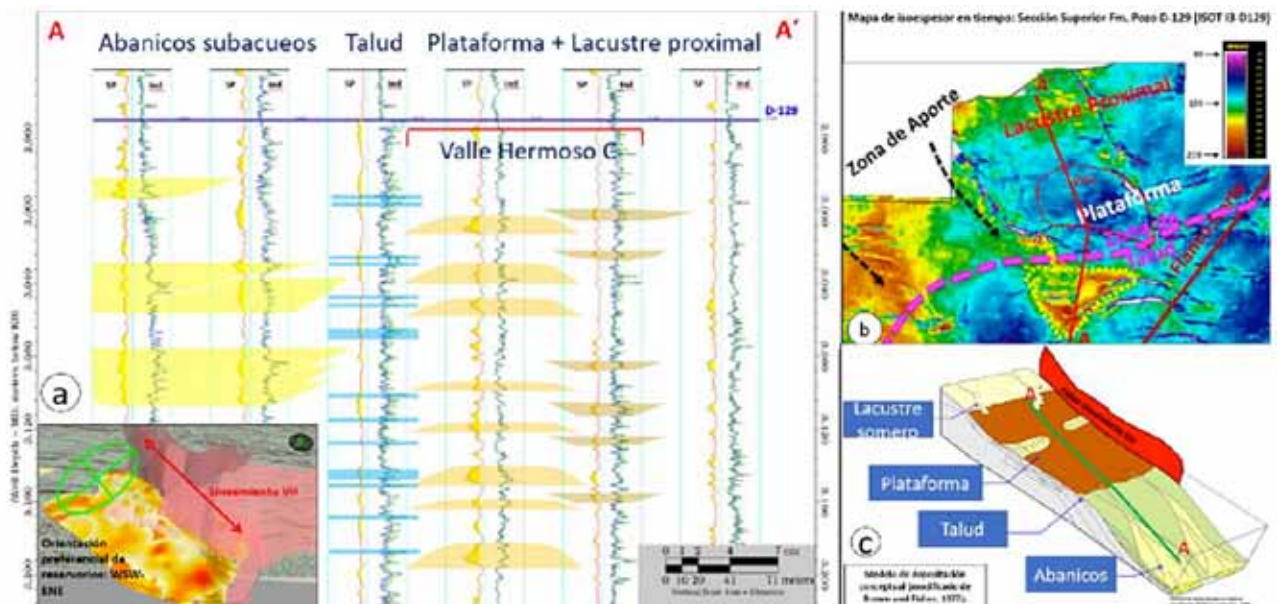


Figura 8. A) CS estratigráfica AA' referenciada a la Formación Pozo D-129. B) Mapa de isoespesor Formación Pozo D-129 Sup. (tomado de López Angriman *et al.*, 2014). C) Diagrama esquemático paleoambiente y depositación (modificado de López Angriman *et al.*, 2014).

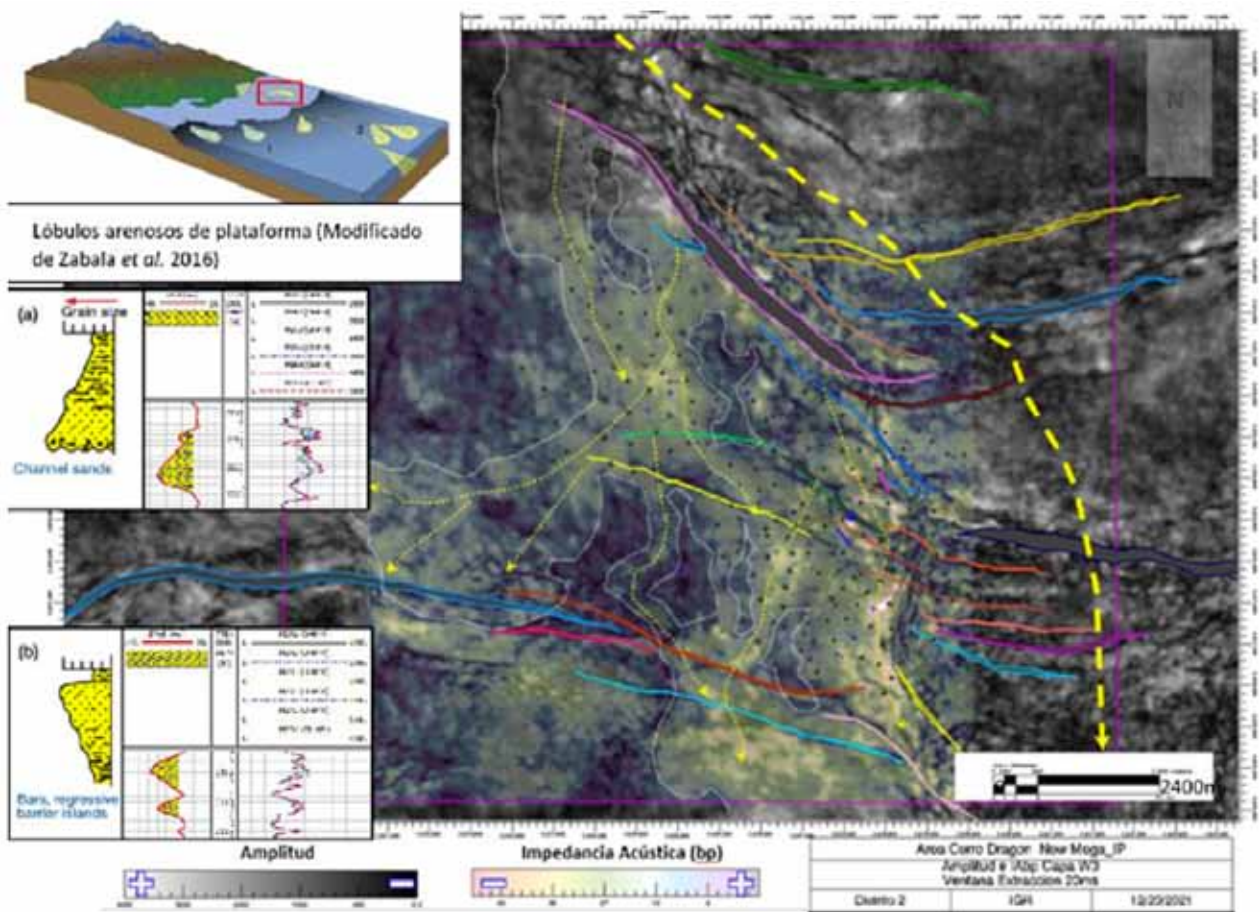


Figura 9. Extracción de Amplitud (grises) e Impedancia Acústica (fríos a cálidos)  $w = 20$  ms. Geometrías lobuladas coalescentes de alta amplitud (color gris claro a blanco) y baja impedancia acústica (colores cálidos) localizados perpendicular a dirección de flujo hacia el centro de cuenca (interpretados como lóbulos arenosos de plataforma).



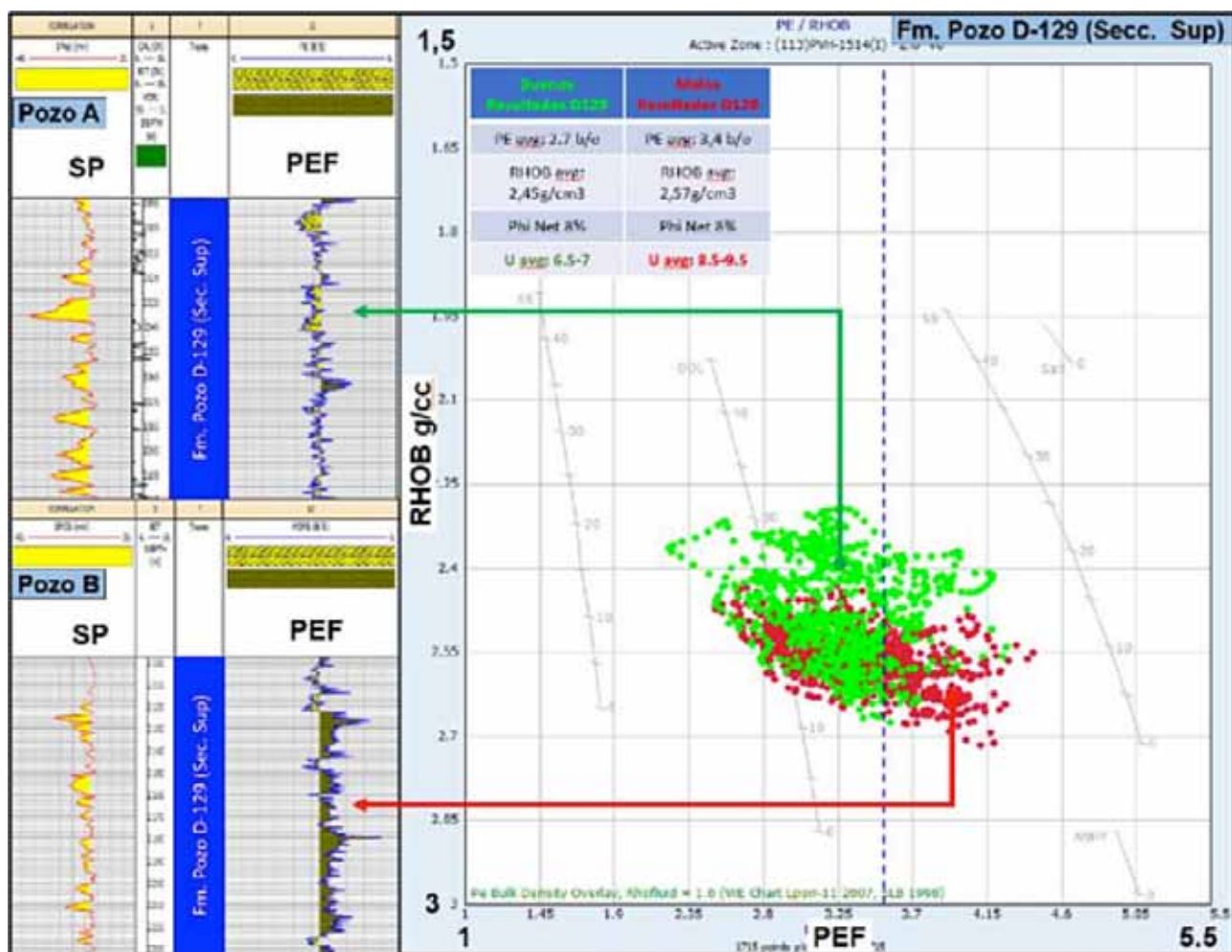


Figura 10. Cross Plot Densidad-Factor Fotoeléctrico (Sección superior Formación Pozo D-129), que indica zonas con diferente calidad de roca.

tructural Valle Hermoso con descarga hacia centro de cuenca (Figura 9).

A partir de datos de afloramientos del Cerro Chenuques y la Sierra de San Bernardo en la provincia de Chubut, se identificaron y caracterizaron facies lacustres someras para la Formación Pozo D-129, correlacionables con VH-C. Las facies descritas por Paredes *et al.* (2014) que también se identifican en VH-C son las siguientes:

- Lacustre litoral: carbonatos oolíticos, con calcarenitas de base plana o erosional. Ambiente litoral con influencia de barras lacustres barreras o líneas de costa carbonatadas (Paredes *et al.*, 2014).
- Canales distributarios subacueos: flujo canalizado en condiciones subacueas permanentes, se interpreta como canales distributarios en planicie deltaica lacustre. Los estratos macizos de depositan por flujos hiperconcentrados, de forma rápida inhibiendo la formación de estructuras sedimentarias (Paredes *et al.*, 2014).

En los reservorios que se encuentran fuera de la alteración diagenética (Figuras 4 y 11) existe dificultad de producir gas en caudales comerciales sin estimulación hidráulica. La reciente extensión del desarrollo aportó

nuevos datos que permitieron delinear una estrategia ajustada a esas características. Datos obtenidos de testigos rotados muestran una distribución de poros aproximadamente homogénea. A su vez, a partir del análisis petrográfico en sección delgada, se clasifican las rocas como una sucesión de naturaleza mixta con aporte y mezcla de material terrígeno y piroclástico con predominio de niveles tufíticos y tobas cristalinas. En la zona identificada con anomalía sísmica, los procesos diagenéticos causaron la alteración de composiciones primarias (alteración, recristalización, cementación, devitrificación y reemplazo) que modificaron las características texturales y composicionales originales. Los tamaños porales muestran mayor frecuencia en el rango de microporos y mesoporos. El diámetro medio de poro varía entre 0,004 mm y 0,175 mm mientras que los mayores lo hacen entre 0,040 mm y 0,825 mm. El grado de selección varía de pobre a bueno.

En función de los valores de porosidad, puede atribuirse a estos medios, una variable capacidad como potenciales rocas reservorio, ya que, si bien califica mayormente como moderada, hay niveles en los cuales podría considerarse pobre, buena y hasta muy buena. La capacidad pro-

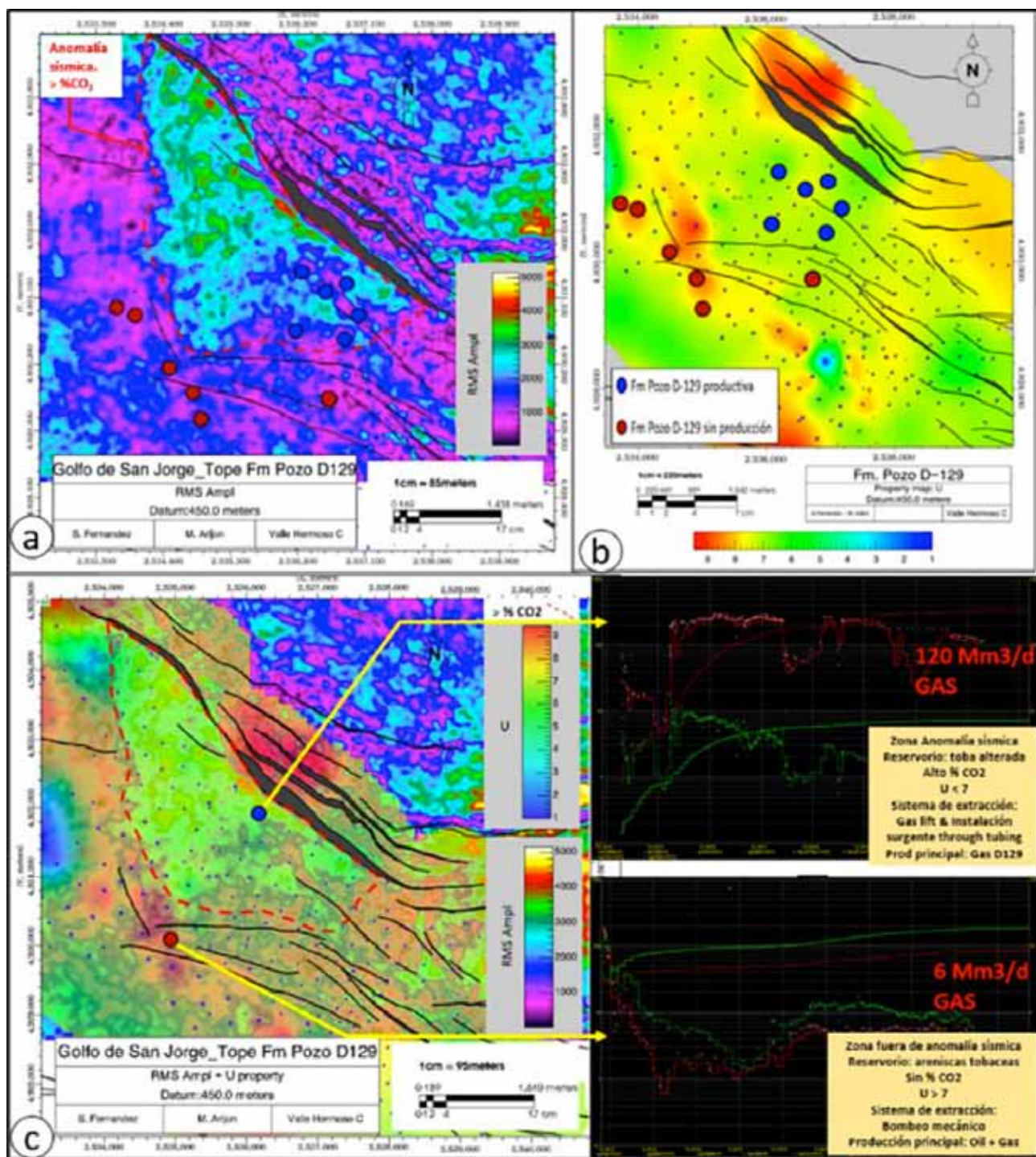


Figura 11. A) Extracción RMS Amplitud para la Formación Pozo D-129. Discriminación zona alterada ( $> \% \text{ CO}_2$ , zona alterada). B) Mapa de prop. petrofísica U (coloración verde: mejor condición de reservorio versus coloración naranja). C) Diferenciación entre zona alterada versus zona no alterada (propiedad U, anomalía sísmica, productividad).

ductiva de estas rocas es potencialmente pobre en virtud del escaso desarrollo de gargantas porales, lo cual condiciona los grados de transmisibilidad del medio.

Teniendo en cuenta las características antes descriptas, los diseños de estimulación hidráulica en estos reservorios son enfocadas a generar alas de fractura largas para lograr un aumento en el caudal y eficiencia de los reservorios.

La relación petrofísica entre la densidad de roca y el factor fotoeléctrico (Figura 10) permiten obtener el parámetro U utilizado para discriminar zonas alteradas de zonas sin alteración por procesos diagenéticos intensos.

Al confeccionar mapas de U para los reservorios de la Formación Pozo D-129, se observa que para valores de U menores a 7 la productividad de gas combustible



y  $\text{CO}_2$  aumenta considerablemente frente a zonas con valores de U mayores a 7. La zona con anomalía sísmica y zonas sin anomalía sísmica *versus* mapas con malas y buenas condiciones petrofísicas a partir de la propiedad U tienen buena correlación (Figura 11).

A partir de esta zonificación, se plantearon diferentes estrategias de completación de pozos. En reservorios fuera de la zona anómala y con alto valor de U es necesario hacer fracturas hidráulicas grandes. Por otro lado, en reservorios dentro de la zona anómala y con bajos valores de U, se evidenciaron productividades mayores, en algunos casos sin necesidad de realizar fracturas hidráulicas y con instalaciones de pozos surgentes (no obstante, a pesar de que el gas acumulado en estas zonas es mayor, el porcentaje de  $\text{CO}_2$  puede alcanzar el 50%) (Figura 11).

### Rasgos estructurales, migración y entrapamiento en Formación D-129

En el bloque Valle Hermoso Centro, la principal acumulación de hidrocarburo se genera en altos estructurales, limitados por fallas normales con un estilo extensional de orientación NO-SE buzantes al sur y fallas antitéticas asociadas que actuaron como principales vías de migración (Figura 7). A su vez, en el sector sureste el desarrollo de fallas, con longitud promedio de 5 km, vinculadas entre sí, conforman zonas de transferencia que actúan como *carrier rocks*. Es decir que los rasgos estructurales principales del Lineamiento Valle Hermoso han favorecido la migración y el entrapamiento de volúmenes de hidrocarburos.

El sello vertical de estas acumulaciones está dado por tobos finas y arcillosas de la sección basal de la Formación Mina del Carmen pertenecientes a planicies aluviales de inundación (Acuña *et al.*, 2011).

A partir de datos de PVT y producción se identificó que conviven hidrocarburos combustibles y dióxido de carbono. Los mecanismos de entrapamiento son diversos y existen trampas estructurales y trampas puramente estratigráficas (López Angriman *et al.*, 2014). El Yacimiento Valle Hermoso Centro es una trampa combinada, ya que se vincula a bloques fallados y además los límites del entrapamiento también están controlados por variaciones laterales de facies. El petróleo y gas entrapados migran desde cubetas neocomianas, generados y expulsados por la Formación Pozo D-129 (roca generadora), y migran a través de fallas principales y reservorios porosos y permeables hasta alojarse en reservorios lacustres de plataforma en el bloque VH-C. Se interpreta que el  $\text{CO}_2$  migra lateralmente desde el este por correlación isotópica con el  $\text{CO}_2$  existente en el yacimiento Coirón (localizado al este de VH-C). El  $\text{CO}_2$  se genera a partir de calizas de plataforma y talud que se vieron sometidas a la acción de una fuente calórica que causó la descomposición de  $\text{CaCO}_3$  y la consiguiente liberación de  $\text{CO}_2$ . El origen fue validado a partir de estudios de laboratorio y correlación isotópica.

### Formación Mina Del Carmen

#### Interpretación paleoambiental

Los reservorios desarrollados en VH-C para la Formación Mina del Carmen están representados por una sucesión de areniscas tobáceas y tufitas depositadas en ambientes fluviales compuestos tanto por facies canalizadas como no canalizadas de planicies de inundación proximal y distal. Las facies profundas y medias se depositaron durante el Jurásico superior, donde la actividad

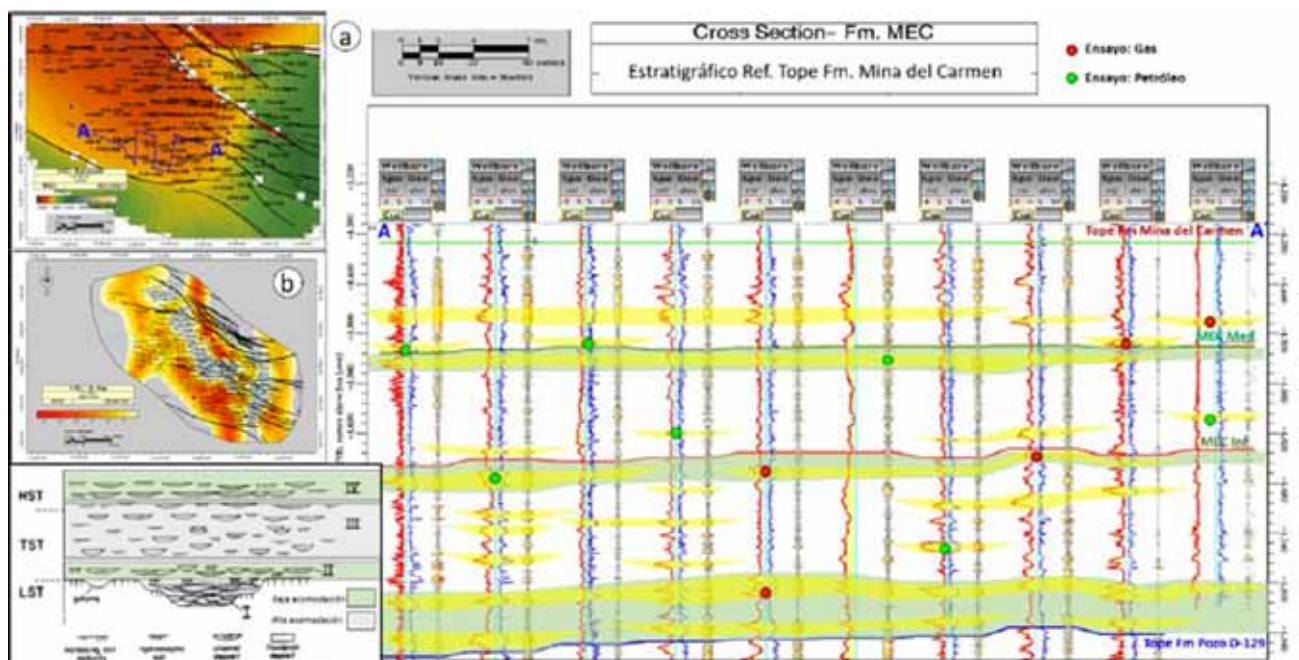


Figura 12. a. Perfil estratigráfico esquemático discriminando zonas amalgamadas correspondientes a períodos de baja acomodación *versus* zonas con reservorios acotados depositados en períodos de alta acomodación. b. Mapa de espesor permeable de una capa canalizada de la Formación Mina del Carmen.

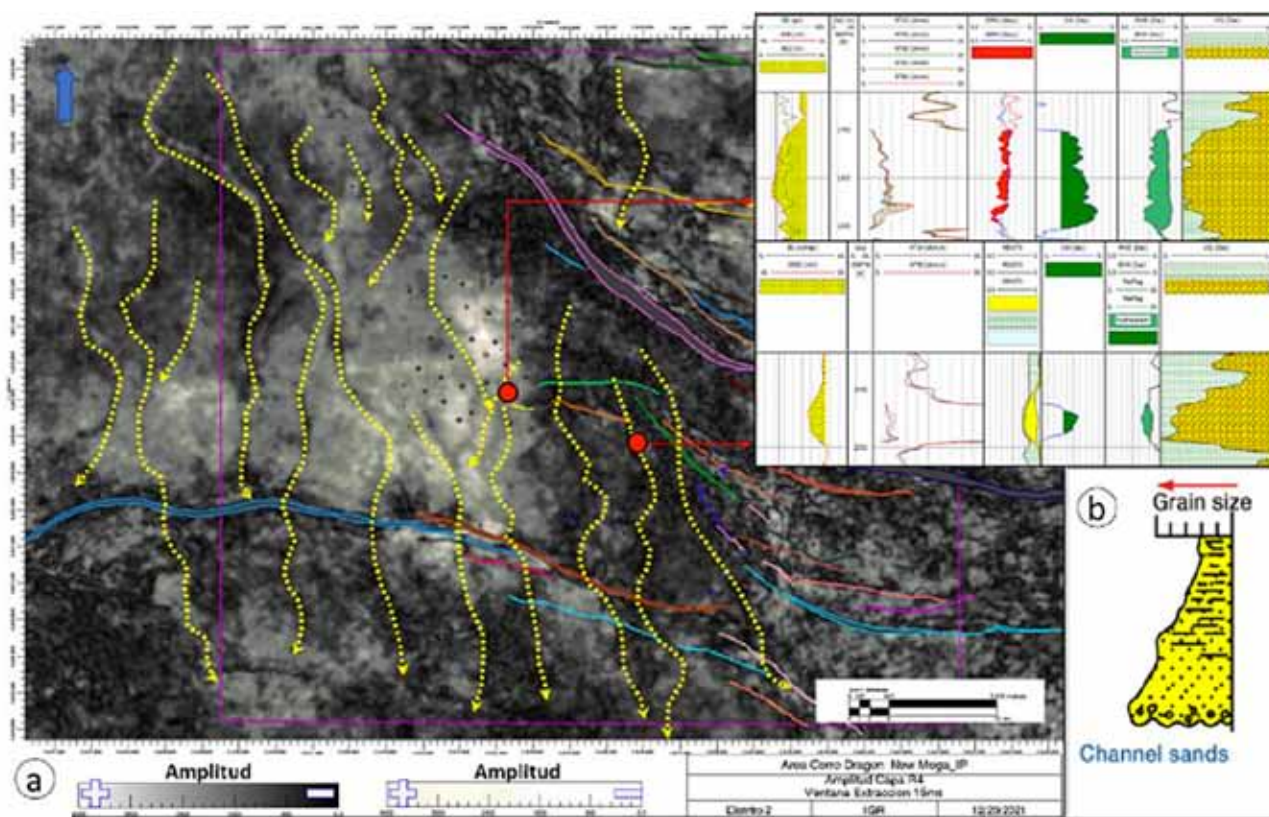


Figura 13. a. Extracción de amplitud (ventana de extracción 15 ms) de un reservorio (Formación MEC Med) donde se interpretan direcciones preferenciales de circulación de sistema fluvial y desarrollo de facies canalizadas. b. Perfil típico reservorios de la Formación Mina del Carmen.

tectónica extensional fue intensa y favoreció la generación de depocentros parcialmente aislados que condicionaron la paleogeografía (Crovetto *et al.*, 2013, Paredes *et al.*, 2013). La dirección de circulación de las canalizaciones es hacia el centro de cuenca siguiendo preferentemente los rasgos estructurales principales, como el lineamiento Valle Hermoso (Figura 6).

Dependiendo de la zona de la columna estratigráfica de la Formación Mina del Carmen donde nos enfoquemos, se encontrarán zonas con canales fluviales amalgamados con mayor conexión lateral y zonas, por el contrario, con canales fluviales aislados. Las facies canalizadas acotadas lateralmente y poco amalgamadas fueron depositadas en períodos de alta acomodación, con mayor desarrollo de niveles arcillosos de gran continuidad lateral e incluso desarrollo de paleosuelos (rizomas, estilolitos y bioturbaciones). Estos sistemas fluviales tienen una tendencia relativa a ser unidades aisladas entre sí con poca interconectividad (Allen, 1978; Bridge y Leeder, 1979). En cambio, en los períodos de baja acomodación se dan condiciones para una mayor distribución lateral de facies fluviales amalgamadas, que resultan en reservorios interconectados lateralmente (Figura 12).

Desde el punto de vista productivo, tanto los reservorios canalizados con baja y alta interconectividad tienen buenas condiciones de porosidad y permeabilidad y, por ende, excelentes resultados productivos. Para optimizar la identificación de canalizaciones, se incorporaron algunos criterios referidos a estratigrafía secuencial en

ambientes continentales (Wright *et al.*, 1993) para poder interpretar la arquitectura fluvial en los distintos niveles que se desarrollan en la Formación Mina del Carmen (Figura 12). Asimismo, los mapas de reservorios se confeccionaron variando los factores de compresión, y así contactar zonas con mayor probabilidad de desarrollo de reservorios. Se incorporó el aporte de atributos sísmicos que ayuden a visualizar y predecir el desarrollo y vías de circulación de canales (Figura 13).

### Petrofísica

El tamaño de grano varía entre 0,25 mm y ,85 mm y la porosidad promedio es de 14% para los reservorios principales de la Formación Mina del Carmen.

Litológicamente está conformada por tufitas granosostenidas, con selección moderada a pobre y granulometría comprendida en el rango arena fina a media, de naturaleza terrígena con aislados nódulos arcillosos y material piroclástico. El cemento es carbonático y material oxidado, zeolitas, y arcillas autógenas, y el sistema poral moderadamente desarrollado de naturaleza intramatrix e intragranulares. Mineralógicamente, está constituido principalmente por fragmentos líticos, feldespatos y cuarzo en menor proporción. Los carbonatos están representados principalmente por dolomita ferrosa como material de relleno de espacios intergranulares y de reemplazo de clastos.

Al igual que la Formación Pozo D-129, y a pesar de tener una mejora en las condiciones de porosidad y per-





meabilidad, existe dificultad de producir gas o petróleo en caudales comerciales sin estimulación hidráulica. No obstante, en casos donde los reservorios muestran mejor selección la productividad es favorable incluso sin necesidad de estimulaciones hidráulicas. Esta condición se da debido a la mejor calidad de reservorio y buenas condiciones de porosidad y permeabilidad desarrolladas (reservorios depositados durante períodos de alta acomodación sedimentaria). A partir de análisis petrográfico en cortes delgados, se clasifican las rocas como una sucesión de naturaleza mixta con aporte y mezcla de material terrígeno y piroclástico con predominio de niveles tufíticos y tobas cristalinas.

En función de los valores de porosidad, puede atribuirse a estos medios, una variable capacidad como potenciales rocas reservorio. Es así como los registros eléctricos aportan información trascendental para discriminar reservorios. Teniendo en cuenta las características descriptas, los diseños de estimulación son evaluados para lograr un aumento en el caudal y lograr que sean eficientes.

## Formación Comodoro Rivadavia

### Interpretación paleoambiental

En VH-C, la Formación Comodoro Rivadavia está caracterizada por una sucesión de pelitas y pelitas tobáceas gris verdoso a gris amarillento con intercalación de areniscas lítico-feldespáticas productivas con granulometrías que varían desde gruesa hasta arena muy fina con matriz arcillosa. Sobre la base de los estudios de coronas y perfiles de imágenes de pozo, se interpreta que la Formación Comodoro Rivadavia se depositó en un ambiente de sistemas fluviales de moderada a baja sinuosidad. La morfología de los cuerpos arenosos, caracterizada por espesores que van desde 1 m hasta los 30 m y extensiones laterales de hasta 3 km, evidencia el apilamiento ver-

tical de canales multiepisódicos y el desarrollo de sistemas multicanalizados y amalgamados lateralmente (Cohen *et al.*, 2021). El contenido tobáceo disminuye desde la base hacia el tope de deposicional. Esta unidad conforma depósitos arenosos de importante distribución areal y amalgamados en el sector central del área de estudio. Las facies canalizadas fluviales son concordantes con el lineamiento estructural Valle Hermoso confluyendo hacia centro de cuenca. El espacio de acomodación para la circulación y deposición de material sedimentario se da en un contexto de estabilidad tectónica que se evidencia por un desarrollo lateral extendido de las facies canalizadas y la interconectividad de reservorios amalgamados, distribución de fluidos y presiones.

### Petrofísica

La Formación Comodoro Rivadavia está compuesta por litoarenitas feldespáticas de granulometría media con moderada selección. El tamaño de grano medio corresponde a arena mediana (420 micrones) y arenas muy gruesas con diámetros máximos de 1300 micrones. La redondez es angulosa a subangulosa y textura clástica. La porosidad promedio es de 18% para los reservorios principales. Porosidad óptica intercrystalina con muy buena interconexión, la porosidad intracrystalina por disolución de clastos se encuentra en mucho menor proporción. El cemento es arcillosos ferruginoso y sílice como crecimiento secundario.

En función de la extensa historia de producción primaria de dicha formación y sus buenas condiciones de porosidad y permeabilidad, en la actualidad las presiones de reservorio se encuentran depletadas lo que activó la necesidad de iniciar un proyecto de recuperación secundaria en paralelo con los objetivos profundos de la Formación Mina del Carmen y Pozo D-129.

### Estrategias de rejuvenecimiento del desarrollo en VH-C

Entre 1965 y 1999 la estrategia del bloque se concentró en perforar pozos con objetivos petroleros someros de la Formación Comodoro Rivadavia y explotar algunas capas de gas libre que se encontraban intercaladas. En esos tiempos iniciales hubo algún intento de recuperación secundaria por inyección de agua, pero dado el muy bajo grado de selectivización de capas no fue un proyecto exitoso. A medida que los reservorios someros de petróleo se fueron depletando, se generó la necesidad de buscar y producir *plays* más profundos. En función de estudios geológicos (interpretación de atributos sísmicos, correlación de pozos, mapeo de propiedades estáticas), se encontraron importantes acumulaciones de gas tanto en la Formación Mina del Carmen como en la Formación Pozo D-129 con la dificultad de que estos últimos tienen un contenido de CO<sub>2</sub> de hasta un 50% y recién comenzaron a explotarse en 2013 cuando se puso en marcha la planta de tratamiento y separación de CO<sub>2</sub>. Entre 2000 y 2007 se realizó una campaña masiva de per-

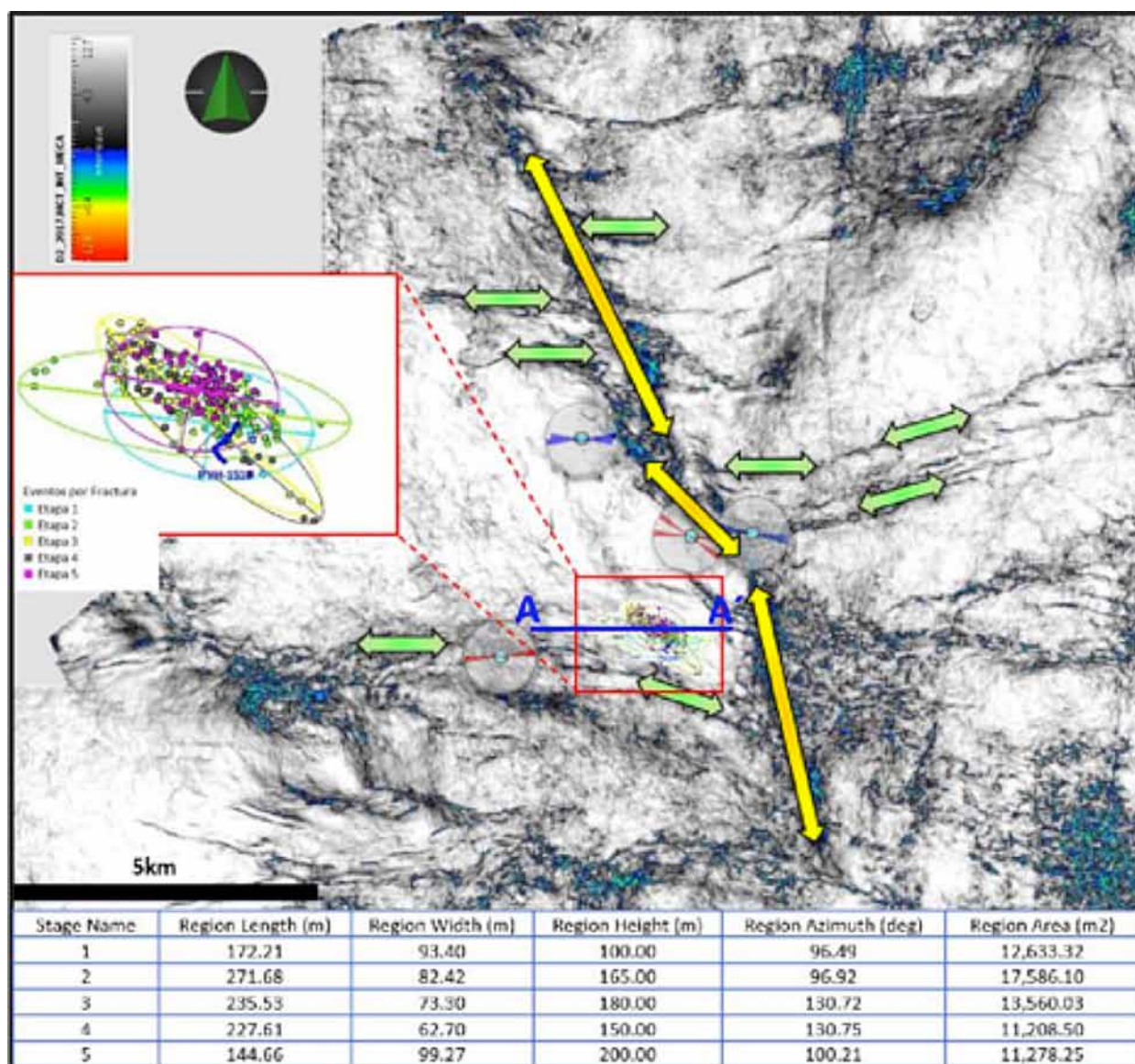


Figura 14. Horizon slice de coherencia para la Formación Pozo D-129. Diagramas rosetas provenientes de perfiles de imágenes (azul y rojo) y puntos obtenidos por microsísmica (Modificado de García Torrejón *et al.*, 2020).

foración (55 pozos) aumentando la producción diaria y acumulada de gas de forma considerable (Figura 2). En 2017 comenzó una nueva campaña masiva de perforación (más de 60 pozos perforados) que continúa hasta la actualidad y una campaña de reparaciones de pozos de gas con CO<sub>2</sub>, ya que se amplió la capacidad de tratamiento de este. Ambas campañas lograron un quiebre en la producción acumulada de gas y un *plateau* de producción diaria de gas que se mantiene hasta la actualidad en los valores máximos históricos del bloque (Figura 2). En algunos pozos se registran producciones iniciales que superan los 200 m<sup>3</sup>/d de petróleo para pozos con alta relación gas/petróleo proveniente de la Formación Mina del Carmen, y más de 250 Mm<sup>3</sup>/d de gas en pozos que drenan tanto facies canalizadas de la Formación Mina del Carmen como areniscas tobáceas de plataforma lacustre de la Formación Pozo D-129.

Con excepción de la zona de producción de gas proveniente de reservorios alterados de la Formación Pozo D-129 (Figura 11) los cuales producen solamente si son punzados o con estimulaciones convencionales, los reservorios de la Formación Mina del Carmen y de Formación Pozo D-129 sin alterar requieren punzados de alta penetración y estimulaciones de mayor envergadura para el promedio de la cuenca (>100 sks/m) con diseños que prioricen el largo del ala de fractura. Dado que los pocos ensayos que se realizaron, previo a estimular estas zonas, dieron como resultado Dry Test se asumió que los pozos solamente producen y drenan las áreas contactadas por las fracturas. Como consecuencia se comenzaron a desafiar los distanciamientos entre pozos y se empezaron a reducir los mismos en comparación de los originales (500/600 m entre pozos productores de gas).

En 2018 se realizó con éxito en un pozo de este blo-



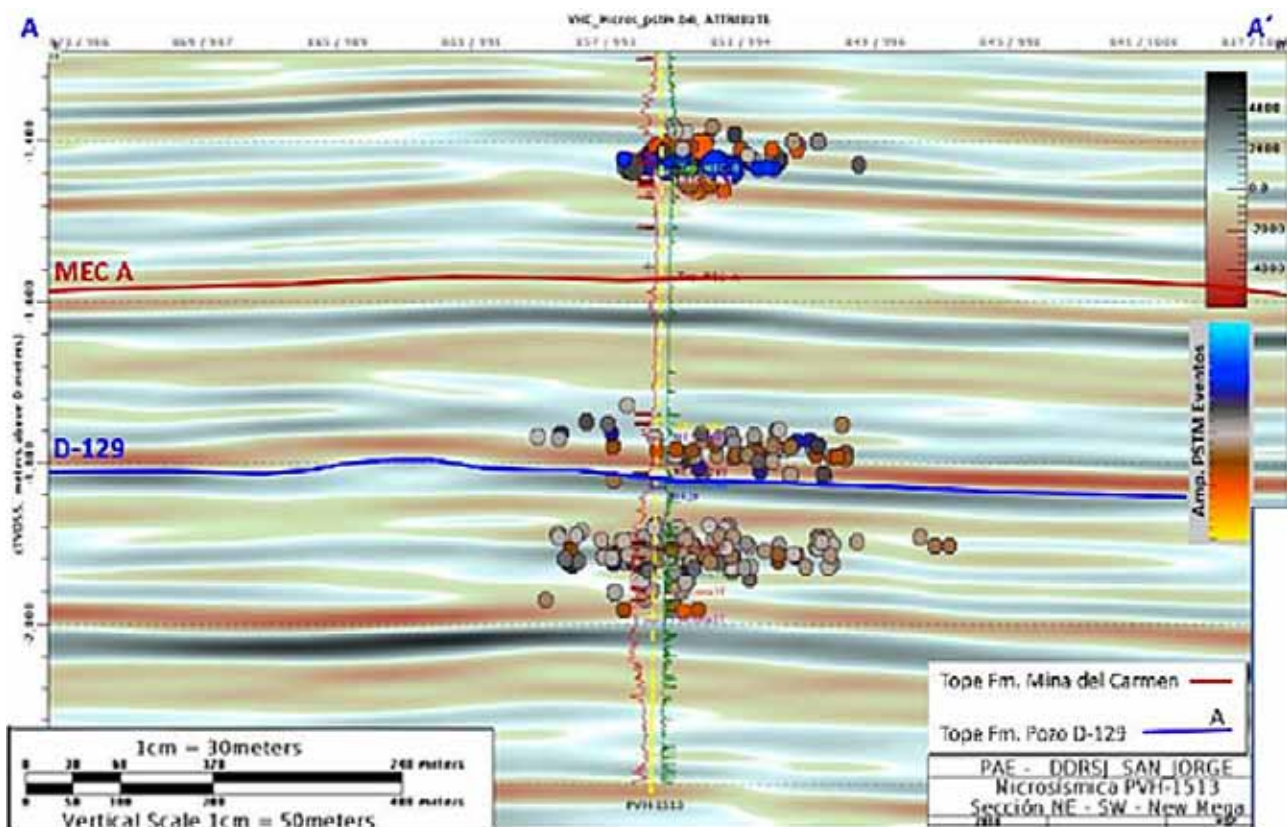


Figura 15. b. Sección sísmica oeste-este. b. Resultado de procesamiento de microsísmica. Longitud promedio de fracturas: 200 m y dirección preferencial paralela a fallas adyacentes.

que, el primer monitoreo microsísmico de fracturas en reservorios convencionales (Formación Mina del Carmen y Pozo D-129) en la cuenca del Golfo San Jorge (García Torrejón *et al.*, 2020) llevando a que a partir de

2019 el distanciamiento entre pozos disminuya a 300 m (Figuras 14 y 15).

Gracias a este estudio se concluyó que las fracturas crecen cuasi-paralelas a los lineamientos estructurales

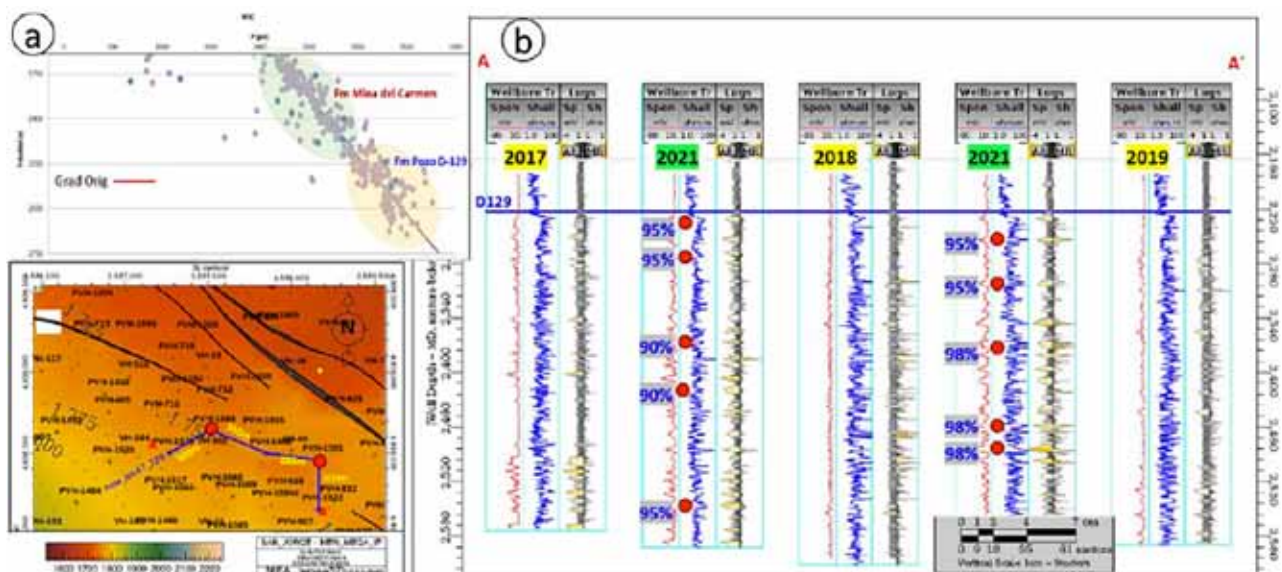


Figura 16. a) Cross Plot Profundidad versus Presión. b) Cross Section A-A' Estratigráfica (Flat Tope Formación Pozo D-129) con % de presión original de pozos de la campaña 2021.

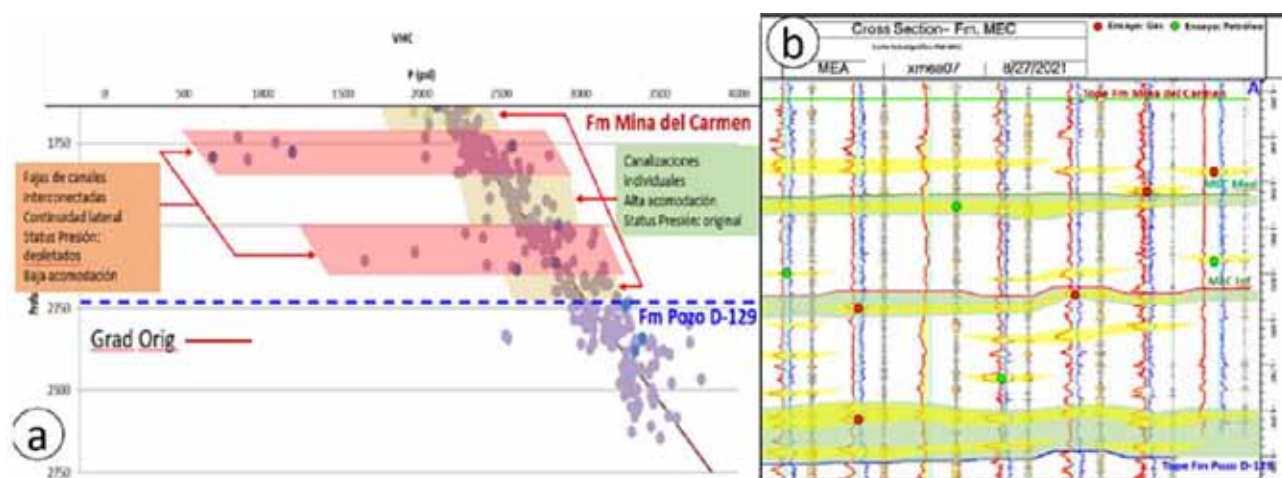


Figura 17. a. Cross Plot Profundidad versus Presión. b. Cross Section A-A' Estratigráfica (Flat MEC).

cercanos al pozo y el fluido drenado es el contactado por el ala de fractura neta (longitud promedio: 200 m) (Figuras 14 y 15).

Esta información permitió mejorar la posición de las propuestas de pozos a perforar para que las fracturas no interfieran con otros pozos y así optimizar producción y disminuir la tasa de declinación en la producción de gas. Los datos de presión registrados en pozos con distancias de 300 m o menores siguen registrando valores originales o casi originales, lo que permite concluir que existe un gran potencial de perforación de pozos *infill* para drenar el gas remanente de facies profundas con condiciones petrofísicas más pobres siempre y cuando se realicen las estimulaciones adecuadas (Figura 16).

La incorporación de conceptos de estratigrafía secuencial en sistemas fluviales de la Formación Mina del Carmen (Figura 12), sumado a mapear los niveles pro-

ductivos utilizando algoritmo adecuados de mapeo y un alto factor de compresión, permitió acotar lateralmente los límites porosos y permeables y ajustar las posiciones de las propuestas de pozos. A su vez, la interacción con atributos sísmicos colabora para identificar reservorios y ajustar límites y direcciones preferenciales de circulación de los canales (Figura 13). Al contactar niveles de la Formación Mina del Carmen depositados en períodos de alta acomodación (capas aisladas) se observa alta productividad (caudales iniciales de petróleo > 200 m<sup>3</sup>/d o gas > 250.000 m<sup>3</sup>/d) y se registran presiones de reservorio prácticamente originales (Figura 17). Estos depósitos se dan principalmente en la sección inferior de la formación donde los procesos de reactivación tectónica jurásicos fueron acrecentados. En la figura 17 también se puede observar como las presiones encontradas en niveles amalgamados presentan un mayor grado de depletación

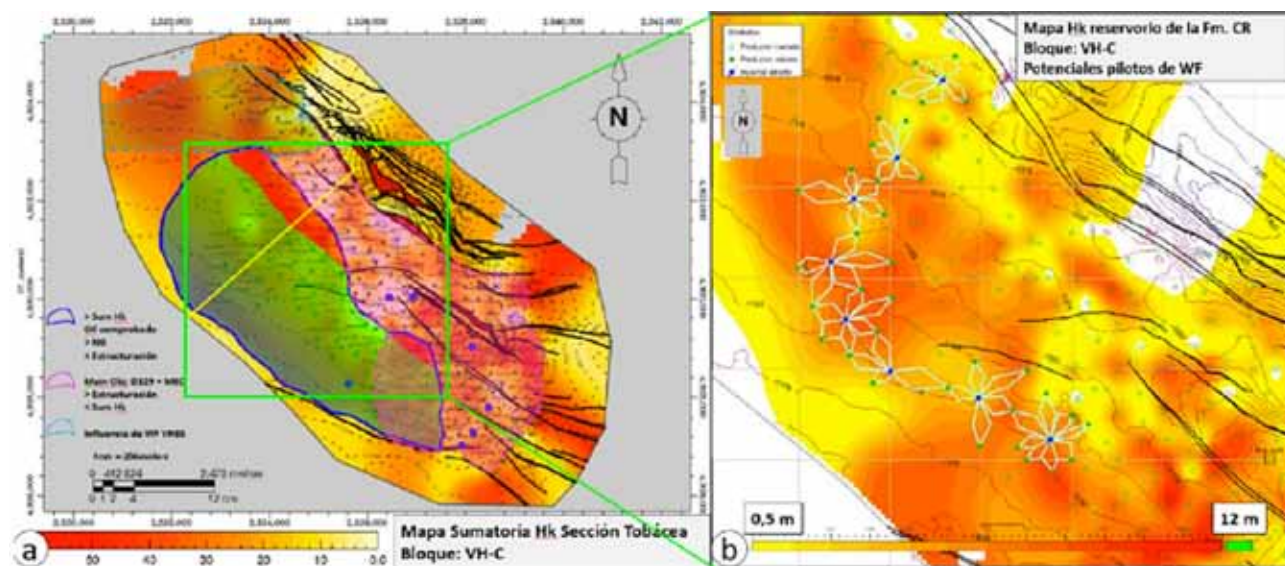


Figura 18. a. Criterio de selección de zona para piloto de recuperación secundaria en la Formación Comodoro Rivadavia. b. Potenciales propuestas de pozos inyectores (pattern piloto en proceso de evaluación y selección).



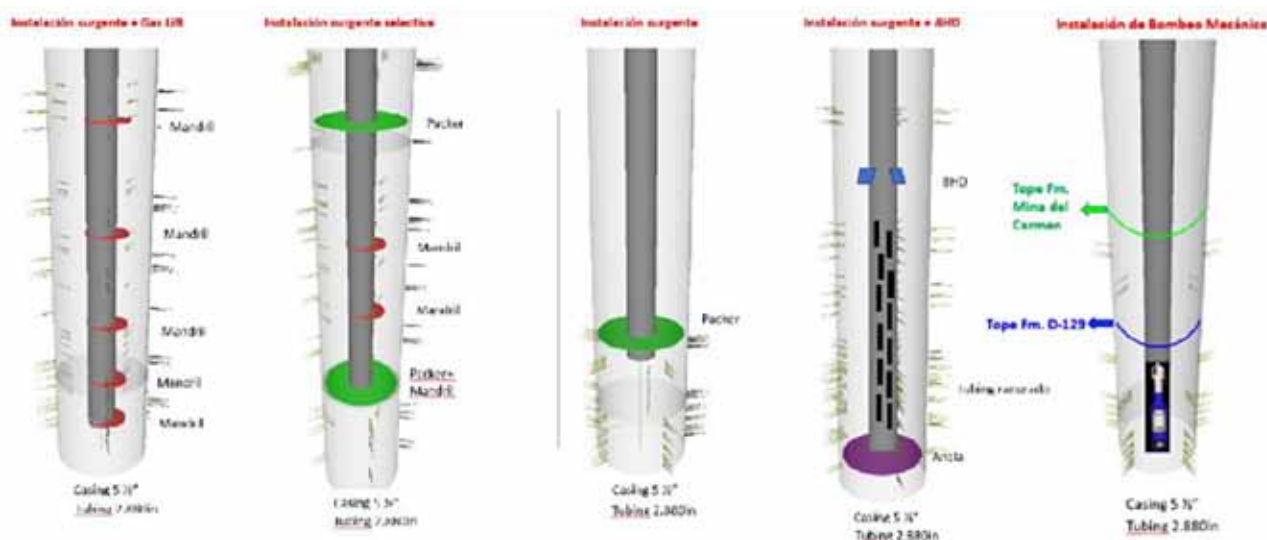


Figura 19. Ejemplo de diferentes instalaciones de producción para pozos con producción de gas focalizada en la Formación Pozo D-129 + Instalación final de bombeo mecánico (Formación Pozo D-129 + Formación Mina del Carmen + Formación Comodoro Rivadavia).

en comparación con las registradas en niveles aislados, así y todo, también son niveles productivos. Se concluye que aún hay un gran potencial de perforación de pozos *infill* para drenar hidrocarburo remanente tanto de areniscas tobáceas amalgamadas, como cuerpos sedimentarios aislados.

En la Formación Comodoro Rivadavia, la producción se centra en areniscas fluviales que migran hacia el centro de cuenca. Sin embargo, producto de la extensa historia productiva de dichos reservorios y sus buenas condiciones de porosidad, permeabilidad e interconectividad, los mismos se encuentran en la actualidad mayormente depletados. Para poner nuevamente en valor estos reservorios, el objetivo es identificar la zona con mayor potencial para poder iniciar un piloto de recuperación secundaria por inyección de agua con un mayor grado de selectivización de las capas, diferenciándose de lo realizado en el primer intento de inyección en el bloque. Para ello se confeccionaron mapas de propiedades estáticas tales como espesor permeable, *net to gross*, *gross*, porosidad y saturación de agua. A su vez, se discriminaron zonas con mayor complejidad estructural y fallamiento, zonas con sobrepresiones por la inyección poco selectivizada original y zonas con objetivos de recuperación primaria, a fin de interferir lo menos posible con el desarrollo. Durante los próximos años se implementará un piloto de recuperación secundaria (conversiones a inyectoros y adecuación de pozos productores relativos al *pattern* de inyección, Figura 18a y b).

Las completaciones de los pozos del bloque VH-C son de alta complejidad, ya que despiertan un gran desafío técnico para lograr una producción lo más optimizada posible en tres formaciones diferentes a lo largo de más de 1000 m de columna productiva. En la actualidad hay un abanico de posibilidades en el estilo de completaciones y de instalación de producción, según el objetivo de

cada pozo. Respecto al estilo de completación, se pueden dividir entre las que se realizan con equipo de torre y las que se realizan sin equipo de torre, las primeras son de un modo más convencional, al realizar ensayos individuales de capa y estimular las zonas de interés con tapón y *packer*. Las completaciones de pozo sin equipo de torre se realizan con fracturas a través de *casing*, apoyados por una unidad de fractura mediante la metodología Plug&Perf, en la que se realizan diferentes etapas de estimulación y punzado, fracturando y aislando cada etapa con tapones. Posteriormente con un equipo de torre o una unidad de *coiled tubing* se rotan los tapones para finalmente bajar la cañería de producción al pozo (Alonso *et al.*, 2019). Ambos estilos de completación aplican para completar las tres formaciones principales, o cuando se completa solamente las formaciones más profundas y las zonas más someras quedan en reserva para una futura recompletación. Los resultados de las completaciones sin torre comprobaron arranques de producción que superan los 80 Mm<sup>3</sup>/d de gas estable en el tiempo con menores tasas de declinación.

La figura 19 muestra diferentes instalaciones de producción utilizadas en VH-C según las formaciones a producir y especialmente en función del potencial de gas y/o petróleo de cada pozo en particular. Entre ellas se pueden mencionar:

- Instalación surgente + gas lift: permite que primero el pozo produzca con su propia energía y luego, cuando la carga de líquido sea tal que el pozo no logra levantarlos, se activa la inyección de gas a través de los mandriles.
- Instalaciones surgentes selectivas: se utilizan en pozos donde se produce gas de la Formación Pozo D-129 y gas y petróleo de la Formación Mina del Carmen. Por debajo del *packer* queda Formación Pozo D-129 y a través de mandriles se produce la For-

mación Mina del Carmen. Con estas instalaciones se puede correr perfiles PLT y diferenciar los aportes de cada formación y en caso de que el líquido de Formación Mina del Carmen contrapresione el gas de la zona más profunda, se puede “cegar” el mandril asociado y quitar contrapresión al pozo.

- Instalaciones surgentes con packer: pozos con producciones de gas proveniente de la Formación Pozo D-129. Permiten correr perfiles PLT (*Production Logging Test*) para el monitoreo de caudales y presiones dinámicas de los reservorios. Se utilizan principalmente en la zona de alteración de la Formación Pozo D-129.
- Instalaciones surgentes + adición bombeo mecánico: se acondiciona el pozo de manera que en su estadio inicial produzca gas por sección anular y *through tubing*, y en otra etapa de producción bajar un bombeo mecánico dado que previamente se instaló un ancla + caño ranurado + BHD (*bottom hole device*) con la funcionalidad de permitir asentar la bomba.
- Instalaciones con bombeo mecánico: son las instalaciones más utilizadas cuando se completan las tres formaciones en simultáneo y el pozo solamente tiene energía para surgir algunas semanas o meses. Luego de esa etapa inicial se activa el aparato individual de bombeo para lograr producir gas y líquido en simultáneo.

## Conclusiones

Cuando se observa la figura 2a se puede inferir que alrededor del año 2000 el bloque VH-C parecía estar maduro y declinando. A partir de 2000 se comenzaron a perforar pozos con objetivos más profundos en la zona más alta de la estructura logrando cambiar esa tendencia. A partir de 2017 se perforó en la zona más bajas de estructura disminuyendo el distanciamiento entre pozos, y gracias a la optimización de las instalaciones de producción para producir las tres formaciones en simultáneo se logró mejorar esa tendencia y mantener la producción de gas estable. Los principales pilares para lograr el rejuvenecimiento del bloque VH-C son los siguientes:

- Nuevas ideas: para lograr mantener la producción se generó la necesidad de producir las tres formaciones en simultáneo, sacar el máximo provecho e intentar drenar todo el hidrocarburo posible (gas y petróleo) en las nuevas completaciones de pozo. Esto implicó en muchas ocasiones bajar instalaciones flexibles diseñadas para producir el fluido surgente en una primera instancia, y luego, cuando el pozo se queda sin energía para surgir, bajar varillas de bombeo y bomba.
- Métodos de análisis: en la Formación Mina del Carmen se comenzó a analizar la arquitectura fluvial con conceptos de estratigrafía secuencial en ambientes continentales para lograr una mejor predicción de la presencia de reservorios en las nuevas ubicaciones a perforar y para lograr comprender la heterogeneidad en la distribución de canales fluviales. En

la Formación Pozo D-129, a partir de la interacción de la interpretación sísmica y petrofísica (propiedad U), se delinearón las zonas con potencial diferencial de productividad. Este análisis permite ajustar mejor las estrategias de perforación, reparaciones y ajustes volumétricos.

- Innovaciones tecnológicas: realización del primer monitoreo con microsísmica en reservorios convencionales de la cuenca del Golfo San Jorge. Este estudio permitió analizar la extensión de las fracturas hidráulicas y reducir distanciamientos entre pozos. Otra innovación fue realizar estimulaciones a través de *casing* que permite realizar fracturas más largas que contacten mayor área para drenar.
- Inversión continua: desde el año 2000 se invirtió de forma continua ya sea perforando más de 100 pozos nuevos, se realizaron reparaciones y reactivaciones de pozos antiguos como también la puesta en marcha de una planta de tratamiento de CO<sub>2</sub> a partir de 2013, para poder separar el gas combustible del CO<sub>2</sub>.

La proyección en el corto plazo comprende la implementación de recuperación secundaria para rejuvenecer y darle valor nuevamente al petróleo de la Formación Comodoro Rivadavia.

## Referencias bibliográficas

- Acuña, C., Schiuma, A., Parra, D., Droeven, C., Bernedo, M. y Paredes, J. M., 2011. Modelo paleo-ambiental de la Formación Mina del Carmen en el Yacimiento Cerro Dragón, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas, 419-442, Mar del Plata, Argentina.
- Alonso L., Benso, A., Zurlo, D. y Varela Muñoz, M. 2019. Desarrollo de reservorios no tradicionales en la Formación Mina del Carmen utilizando tecnología rig less para fracturar a través de casing, en el yacimiento Cerro Dragón, cuenca del golfo San Jorge, Argentina. VII Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas, Mar del Plata.
- Ballarini, M., Calvo, G., Castellanos, M., Leisen, E., Medda, F., Moyano, H., Pithon A. y Solohaga, D. 2013. Optimización de Waterflooding en Cerro Dragón utilizando PLT con BES. 5º congreso de Producción y desarrollo de Reservas de Hidrocarburos, Actas 12, Rosario.
- Cayo, E., Crovetto, C., Plazibat, S., Stein, J., Díaz, M. y Paredes, J.M. 2011. Control tectónico sobre la sedimentación de la Fm. Mina Del Carmen (Albiano) en el yacimiento Cerro Dragón, Cuenca Del Golfo San Jorge, Argentina. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos, 397-418, Mar del Plata.
- Cohen, M., Castillo, V., Fernández, S., Galarza, B., García Torrejón, M., Lucena, L., Millo, L., Plazibat, S., Poveda, L., Scasso, J., Vernengo, L. (2021). Exploración y desarrollo de hidrocarburos en Cerro Dragón. En Relatorio



- XXI Congreso Geológico Argentino, Puerto Madryn, 2021. Geología y Recursos Naturales de la provincia de Chubut, AGA, 202-233. Puerto Madryn, Argentina.
- Crovetto, C., Plazibat, S., Díaz, M., Stein, J., Cayo, E. y Paredes, J.M. 2013. Evolución estructural y geodinámica de sistemas de fallas de la Cuenca del Golfo San Jorge: aplicaciones del método de análisis cinemático de fallas en el Yacimiento Cerro Dragón. 1° Jornadas Geológicas de la Cuenca del Golfo San Jorge, Resumen 12, Comodoro Rivadavia.
- Ferello, R. y Lesta, P.J., 1973. Acerca de la existencia de una dorsal interior en el sector Central de la Serranía de San Bernardo (Chubut). V Congreso Geológico Argentino, Actas 4: 19-26, Villa Carlos Paz.
- Fernández, S., Zurlo, D. y Varela Muñoz, M. 2018. Identificación y mapeo de facies en reservorios no tradicionales en la Formación Mina del Carmen analizando distribución de tamaño de gargantas porales en el Yacimiento Cerro Dragón, Cuenca del Golfo San Jorge. 10° Congreso de exploración y desarrollo de hidrocarburos, Sesiones Generales: 1003-1012, Mendoza.
- Figari, E. G., Strelkov, E., Laffitte, G., Cid de la Paz, M. S., Courtade, S. F., Celaya, J., Vottero, A., Lafourcade, P., Martínez, R., Villar, H., 1999. Los Sistemas Petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge: Síntesis Estructural, Estratigrafía y Geoquímica. Actas IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPGI, 197-237, Mar del Plata, Argentina.
- Fitzgerald, M. G., Mitchum Jr., R. M., Uliana, M. A. y Biddle, K. T. 1990. Evolution of the San Jorge Basin, Argentina. The American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, 74: 879-920, Tulsa.
- Folguera, A., Fernández Paz, L., Iannelli, S., Navarrete, C., Echaurren, A., Gianni, G., Butler, K., Horton, B., Litvak, V., Encinas, A. y Orts, D. 2019. The origin of the San Jorge Gulf Basin in the context of the Mesozoic-Cenozoic evolution of Patagonia. *Journal of South American Earth Sciences* 97, 102422. DOI: 10.1016/j.jsames.2019.102422.
- García Torrejón, M., Vernengo, L., Pierre F Roux, J. y Luisely, L. 2020. Case study: Increasing hydrocarbon production from infill wells against the first successful microseismic monitoring of conventional reservoirs in Golfo San Jorge basin, Argentina. SEG 90th annual meeting. 10.1190/segam2020-3428435.1, 2360-2364.
- Lesta, P.J., 1968. Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge. III Jornadas Geológicas Argentinas, Actas v.I, 171-182, Buenos Aires.
- Lesta, P.J. y Ferello, R. 1972. Región Extra andina de Chubut y Norte de Santa Cruz. En Leanza, A.F. (Ed.), I Simposio de Geología Regional Argentina, Academia Nacional De Ciencias, Córdoba, 601-653.
- Lesta, P.J., Ferello, R. y Chebli, G. 1980. Chubut Extraandino. En de Chubut y Norte de Santa Cruz. En Turner, J.C.M. (Ed.), II Simposio de Geología Regional Argentina, Academia Nacional De Ciencias, Córdoba, 1307-1387.
- López Angriman, A., Zarpellón, C., Muzzel, F., Cohen, M., (2014): Modelo paleogeográfico de la sección superior de la formación Pozo D-129. Su aplicación al Desarrollo de reservas en la Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. En Actas IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, 489-510, Mendoza, Argentina.
- Paredes, J. M., Colombo, F., Allard, J.O. y Foix, N. 2011. Alluvial architecture of fluvial successions in pyroclastic-rich environments: the Castillo Formation (Albian) in the Golfo San Jorge basin, Argentina. 28th IAS Meeting of Sedimentology, Abstract, 97, Zaragoza (Spain).
- Paredes, J.M., Plazibat, S., Crovetto, C., Stein, J., Cayo, E. y Schiuma, A. 2013. Fault kinematics and depocenter evolution of oil-bearing, continental successions of the Mina del Carmen Formation (Albian) in the Golfo San Jorge basin, Argentina. *Journal of South American Earth Sciences* 46, 63-79.
- Paredes, J.M., Allard, J.O., Foix, N., Álvarez, B., Olazábal, S., (2014): Sedimentología y perfiles de rayos gamma de la Formación Pozo D-129 (Aptiano) en la Sierra de San Bernardo, Chubut. En: Actas IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG: p. 455-479, Mendoza, Argentina.
- Scazzioti, F. 2008. El factor estratigráfico presente en la formación Mina El Carmen, Flanco Norte de la Cuenca del Golfo San Jorge. VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos: 101-117, Mar del Plata.
- Sylwan, C.A., 2001. Geology of the Golfo San Jorge Basin, Argentina. *Journal of Iberian Geology* 27, 123-157.
- Sylwan, C.A., Rodríguez, J.F., Strelkov, E.E. (2008): Petroleum systems of the Golfo San Jorge Basin, Argentina. En Cruz, C.E., Rodríguez, J.F., Hechem, J.J., Villar, H.J. (Eds.) Sistemas petroleros de las Cuencas Andinas. VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, 53-77. Mar del Plata, Argentina.
- Sylwan, C., Droeven, C., Iñigo, J., Mussel, F. y Padva, D. 2011. Cuenca del Golfo San Jorge. 8° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Simposio Cuencas Argentinas: visión actual, Actas Electrónicas: 139-183, Buenos Aires.
- Varela Muñoz, M. y Fernández, S. 2016. Identificación de reservorios de gas en la Formación Mina del Carmen utilizando inversión sísmica simultánea en el Yacimiento Cerro Dragón, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. 2° Jornadas Geológicas de la Cuenca del Golfo San Jorge, Resumen 47, Comodoro Rivadavia.
- Wright, V.P., Marriott, S.B., 1993. The sequence stratigraphy of fluvial depositional systems: the role of floodplain sediment storage. *Sediment. Geol.* 86, 203-210.
- Zabala, C., Arcuri, M., 2016. Intrabasinal and extrabasinal turbidites: Origin and distinctive characteristics. *Sedimentary Geology*, 337, 36-54.

# Buscá todo sobre el **shale** en nuestra **web**



LOS NO CONVENCIONALES OPORTUNIDAD QUÍMICOS SISMICIDAD USO DEL AGUA



[www.shaleenargentina.org.ar](http://www.shaleenargentina.org.ar)

El sitio del IAPG destinado especialmente a los hidrocarburos de reservorios no convencionales, como *shale gas* y *shale oil*.

Pensada como herramienta útil para toda la comunidad, especializada o no, que quiera conocer con mayor profundidad lo relativo a estos reservorios y al *fracking* o estimulación hidráulica, así como los aspectos que generan mayores cuestionamientos: el uso del agua, la protección de los acuíferos, el uso de químicos, etcétera.

Toda la información de los expertos y las últimas noticias.

¡Y además, la posibilidad de consultar interactivamente a un experto sobre cualquier aspecto relacionado con el shale en la Argentina!

