



Por **Victoria Lazzari, María Jimena Rodríguez, Guillermina Sagasti** (YPF S.A.)

El desafío del desarrollo de la formación **Vaca Muerta** en zonas de múltiples intervalos de navegación

Este trabajo fue presentado en el Simposio de Recursos No Convencionales, “Hacia una nueva convención”, durante el 10º Congreso de Exploración y Desarrollo de Reservas del IAPG, realizado en Mendoza, noviembre, 2018.

La identificación y la selección de los intervalos de navegación son las principales tareas que de un grupo de estudios de subsuelo debe asumir a la hora de incrementar la productividad y obtener la mayor rentabilidad de un campo de petróleo no convencional (*shale oil*).

Durante la fase de delineación o piloto de un área, esos intervalos deben ser evaluados tempranamente a fin de poder obtener suficiente estadística y una historia de producción apropiada para iniciar la fase de desarrollo con la menor cantidad de interrogantes posible y, fundamentalmente, adoptar la estrategia más conveniente.

Es por este motivo que a lo largo del Plan Piloto se procura llevar a cabo un exhaustivo plan de adquisición de datos estáticos y dinámicos. En el caso de estudio, los datos estáticos incluyeron un set completo de perfiles eléctricos en pozos verticales, análisis de *cuttings*, testigos laterales rotados y 233 m de corona continua. Además, se efectuó el monitoreo microsísmico de tres pozos horizontales y se adquirió una nueva sísmica 3D que proporcionara cobertura completa del bloque.

El análisis integrado de toda esta información ha permitido caracterizar la variabilidad del reservorio, tanto

espacial como estratigráficamente e identificar múltiples niveles de navegación, cuya cantidad y distribución varía a lo largo del bloque en relación con la geometría del sistema deposicional.

Ubicación y marco geológico

La zona de estudio se encuentra ubicada en la región sudeste de la Cuenca Neuquina, dentro del ámbito del engolfamiento neuquino y, particularmente, en el flanco Oriental del Bajo de Añelo (Figura 1).

El área de estudio posee una superficie aproximada de 200 km² y se dividirá en tres sectores, a los cuales se referirá como Sur, Centro y Norte.

Desde el punto de vista estratigráfico, el intervalo de interés comprende la porción inferior del sistema Quintuco-Vaca Muerta. En el área de estudio, se encuentra representado por una sucesión mixta siliciclástica-carbonática depositada en un ambiente marino somero a profundo durante el Tithoniano Superior-Valanginiano Inferior. El espesor total del sistema alcanza los 900 m y su geometría se

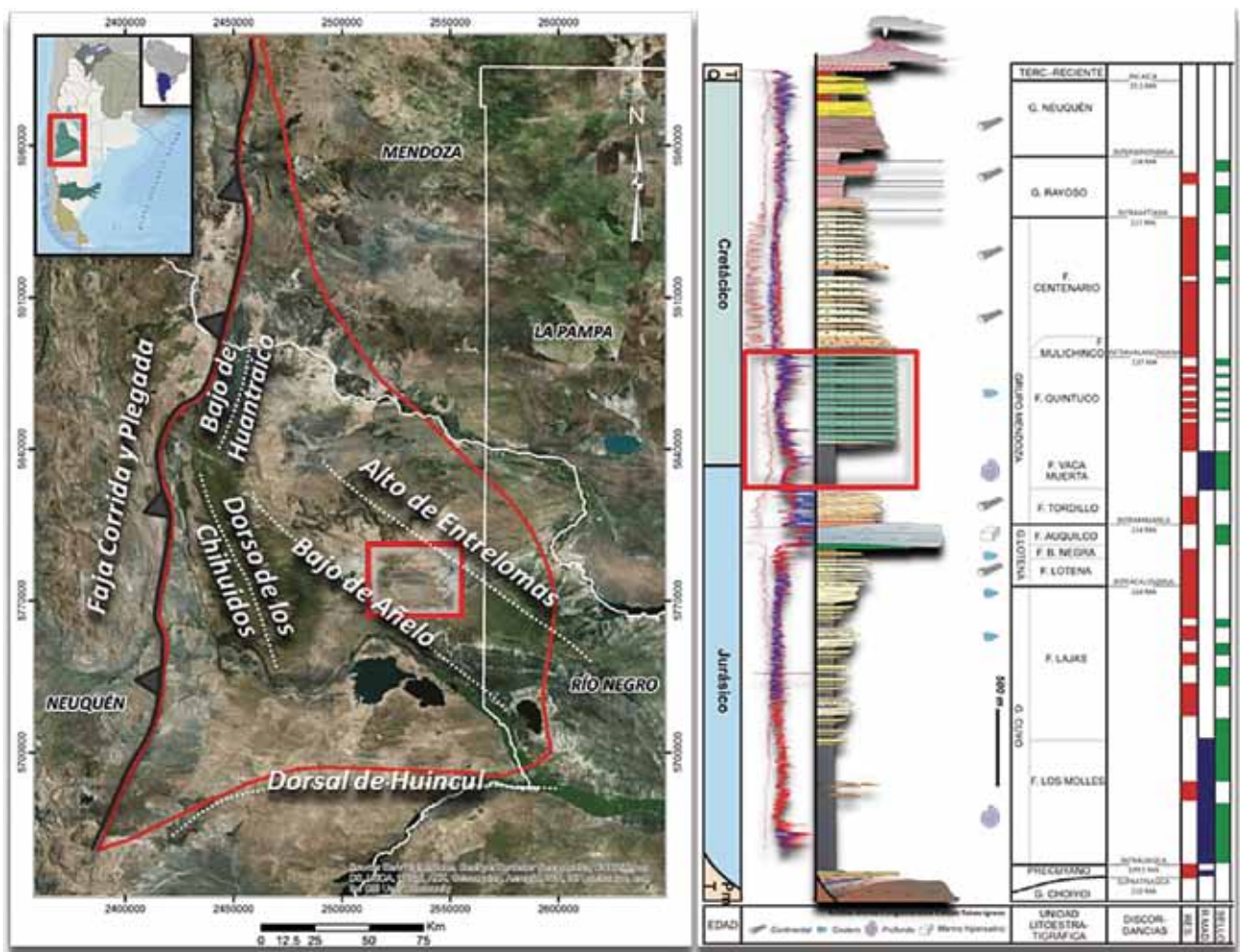


Figura 1. A la izquierda, mapa de ubicación de la zona de estudio en donde se ilustran los principales elementos morfoestructurales de la cuenca. A la derecha, columna Estratigráfica (tomado de Brisson y Veiga, 1999).

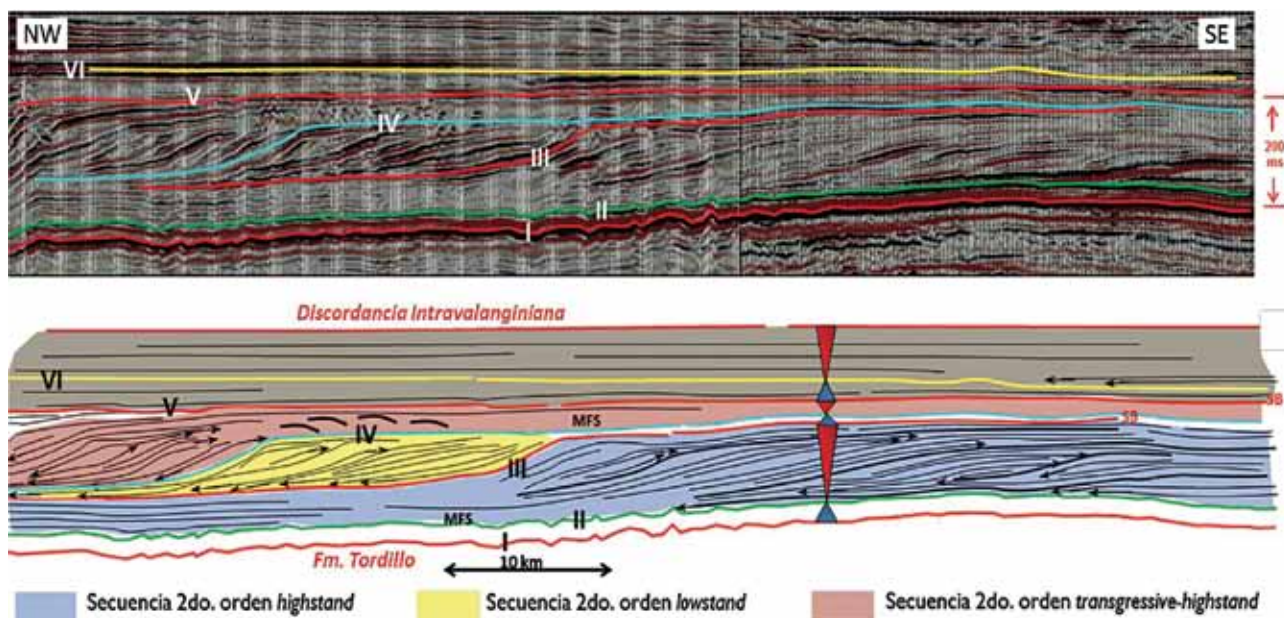


Figura 2. Sección sísmica de orientación SE-NW ilustra que la geometría del sistema deposicional Quintuco-Vaca Muerta de edad Valanginiano Superior-Tithoniano Inferior (Tomado de Massaferro *et al.*, 2014).

caracteriza por el desarrollo de clinoformas progradantes desde el SE hacia el NW (Gulisano *et al.*, 1984; Mitchum y Uliana, 1985; Massaferro *et al.*, 2014; Reijenstein *et al.*, 2014; Sattler *et al.*, 2016; González *et al.*, 2016).

Dentro de este sistema, la Fm. Quintuco representa los depósitos marinos someros, predominantemente carbonáticos y con bajo contenido orgánico. Por su parte, la Fm. Vaca Muerta incluye a las facies distales, equivalentes en tiempo y con alto contenido orgánico. Se trata principalmente de intercalaciones de fangolitas calcáreas ricas en materia orgánica, margas y calizas micríticas depositadas en un ambiente de rampa distal a interior de cuenca. La proporción y el patrón de apilamiento de estas facies varía de SE a NW, siguiendo la geometría del sistema deposicional.

Asimismo, el contacto entre ambas unidades formacionales es diacrónico, es decir que se hace más joven al ir avanzando el sistema hacia el NW. El límite entre ellas se suele definir a partir de un umbral de contenido orgánico total (COT) medido en muestras de roca y/o a partir del método de Passey (Passey *et al.*, 1990, 2010). Dentro del área de estudio, la secuencia orgánica de la Fm. Vaca Muerta alcanza los 240 m de espesor y muestra un grado significativo de variabilidad tanto lateral como vertical.

De acuerdo con los principios de la estratigrafía secuencial, el sistema deposicional Quintuco-Vaca Muerta puede ser subdividido en tres secuencias de segundo orden (Massaferro *et al.*, 2014); el intervalo estratigráfico analizado en este trabajo corresponde a la secuencia más antigua, limitada por las superficies I y III (Figura 2).

En cuanto al marco morfoestructural de gran escala, la zona de estudio se encuentra ubicada entre tres altos estructurales importantes, de envergadura regional dentro de la cuenca: el alto de Entre Lomas al noreste, la Dorsal de Huincul al sur y el Dorso de los Chihuidos al oeste (Figura 1). Su historia estructural está relacionada en particular con las de los sistemas de Entre Lomas y el Dorso de Los Chi-

huidos (Cristallini *et al.*, 2005), presentando características estructurales afines a la evolución tectónica de ambas unidades morfoestructurales. Es una zona con estructuras suaves y pendientes muy bajas que es atravesada por diferentes sistemas de fallas que afectaron a la secuencia sedimentaria en distintos intervalos estratigráficos y temporales.

La estructura profunda se ve representada por un patrón WNW vinculado a las fallas que limitaban los hemigrábenes durante la extensión de la cuenca acaecida en el Triásico Superior a Jurásico Inferior. Durante el Jurásico, estos lineamientos fueron sometidos a un esfuerzo regional oblicuo de dirección N320° (Mosquera y Ramos, 2005) y como resultado reactivados con una componente de rumbo dextral.

Las fallas de orientación NNW, muy bien distribuidas en sector centro y, en menor medida, en el sector norte del área de estudio y en los bloques vecinos, se nuclean en las fallas precuycanas, mostrando con ellas una clara asociación genética, y se disponen escalonadamente (en echelon) indicando también una componente de rumbo dextral. Se considera que este sistema de fallas extensionales oblicuas y multiepisódicas se mantuvo activo hasta el Jurásico tardío-Cretácico temprano que afectó en muchos casos a la totalidad del sistema Quintuco-Vaca Muerta (Gangui y Grausem, 2014). Se trata de fallas que poseen rechazos significativos, alcanzando algunas veces los 300-400 m por debajo de la Fm. Vaca Muerta, disminuyendo hacia los términos más jóvenes del sistema y manifestándose mediante la generación de pliegues de arrastre.

Asimismo, en el sector Centro del área existe un sistema de fallas extensionales de orientación NS que se extiende por más de 60 km y que afecta desde la Fm. Auquillo hasta los términos superiores de la Fm. Tordillo.

En la base de la Fm. Vaca Muerta, la expresión de estos lineamientos se resuelve mayormente como flexuras, no se identifican rechazos en la sísmica. Este rasgo estructural

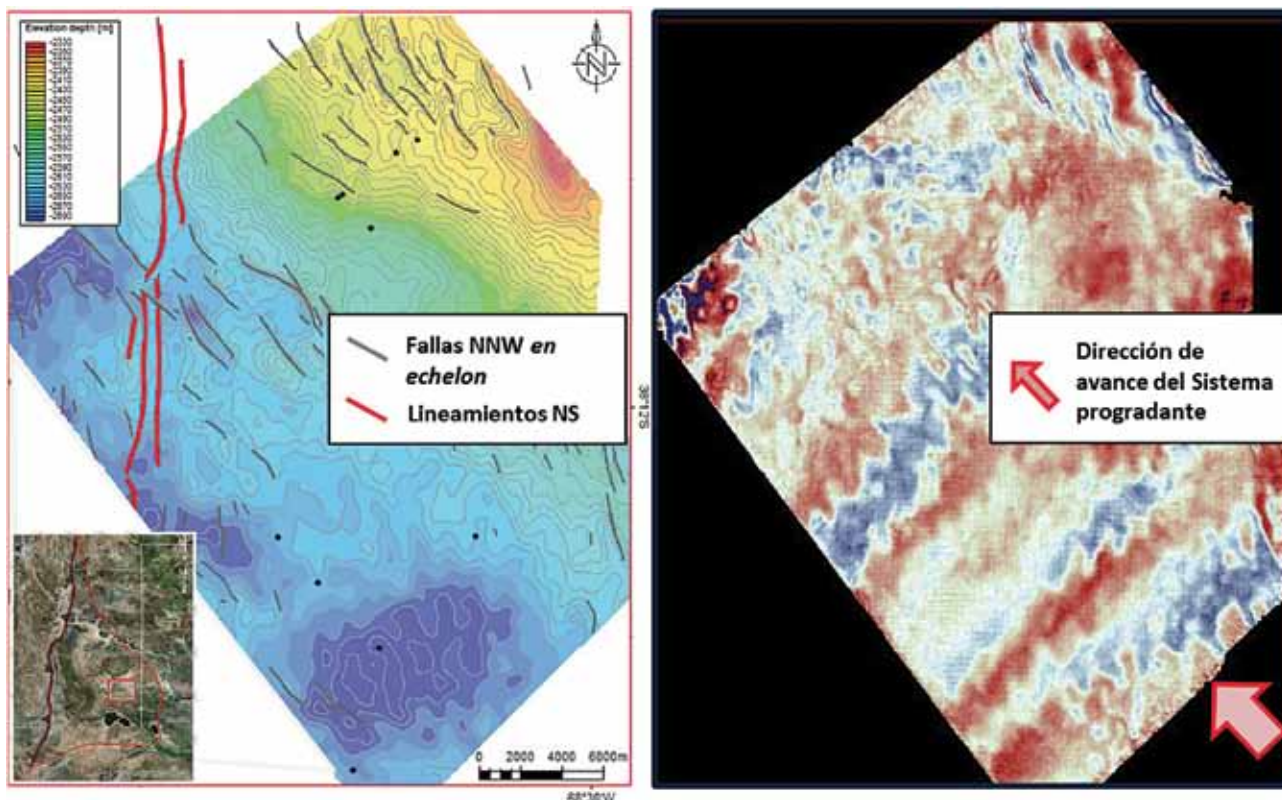


Figura 3. Izquierda. Mapa estructural a la base de la Fm. Vaca Muerta en el área de estudio. Se observan en negro los pozos del legado histórico, previos a la perforación del Piloto. Derecha. Intersección horizontal ubicada a unos 130 m por encima de la base de la Fm. Vaca Muerta en volumen horizontalizado a la misma superficie, se ilustra la dirección de progradación del sistema.

se asocia a un importante cambio en el espesor de las evaporitas de la Fm. Auquileo, de carácter regional (Figura 3).

Caracterización del reservorio

En el área de estudio, el espesor orgánico de la Fm. Vaca Muerta, definido a partir de un cut-off de $COT > 2\%$, muestra un incremento de 200 m a 240 m de sudeste a noroeste. Esta variación responde a la naturaleza progradante del sistema deposicional. Este incremento de espesor en la sección de interés implica inevitablemente que en los sectores más distales del área de estudio algunos intervalos de navegación se sumen a los existentes en áreas proximales y, de este modo, surge la necesidad de identificar la extensión areal de cada intervalo y caracterizarlo en cuanto a propiedades petrofísicas y geomecánicas.

Además, la madurez térmica de la formación disminuye de sudoeste a noreste a medida que la unidad se someriza hacia el flanco oriental del Bajo de Añelo.

De todo esto se desprende que el diseño del plan de delineación debió necesariamente contemplar la gran heterogeneidad del reservorio, tanto térmica como espacial y estratigráfica, a fin de garantizar una suite de datos estáticos convenientemente distribuidos para llevar a cabo su óptima caracterización.

Como parte de la delineación de la Fm. Vaca Muerta en el área, se ha efectuado un intenso plan de toma de datos estáticos y dinámicos mediante la perforación de 4 pozos verticales y 23 horizontales distribuidos estratégicamente.

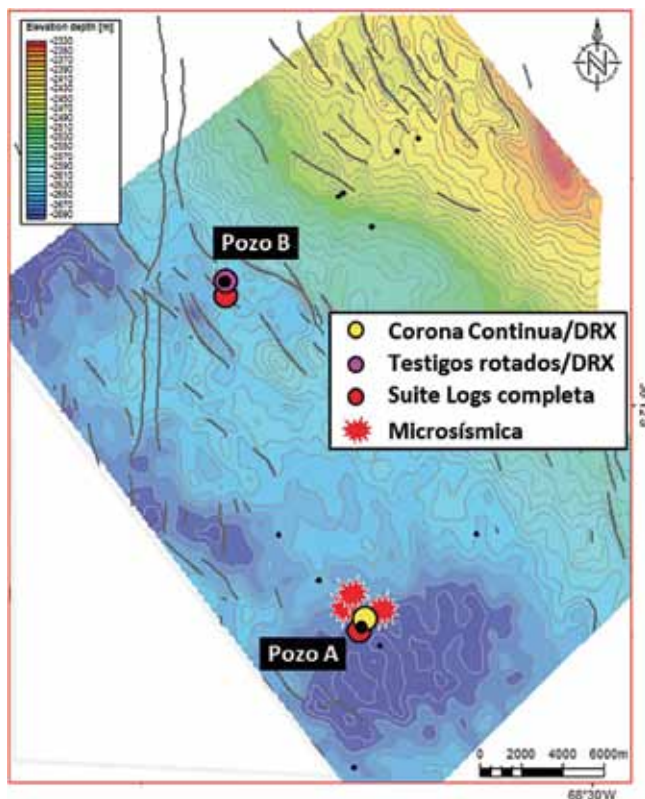


Figura 4. Mapa estructural a la base de la Fm. Vaca Muerta en el área de estudio que ilustra la ubicación de los pozos que se estudian en este trabajo.

mente a lo largo del área. Los datos estáticos incluyeron set completo de perfiles eléctricos, análisis de *cuttings*, testigos laterales rotados y 233 m de corona continua. Además, se efectuó el monitoreo microsísmico de las fracturas hidráulicas de tres pozos horizontales navegando en tres intervalos distintos en una misma locación y se llevó a cabo un proyecto de adquisición sísmica *full-fold*, proporcionando una cobertura completa del área de estudio de alta calidad. La figura 4, ilustra la ubicación de estos pozos y los datos sobre los que se centrará este trabajo.

El análisis integrado de esta nueva información ha permitido caracterizar la heterogeneidad del reservorio e identificar múltiples niveles de navegación cuya distribución varía a lo largo del bloque en íntima relación con el sistema deposicional. De este modo, los niveles de navegación desarrollados en las secciones agradantes de la Fm. Vaca Muerta están presentes en todo el bloque mientras que aquellos contenidos en la sección progradante están restringidos a determinadas áreas. Así, se han diferenciado dentro del bloque zonas en las que solo están presentes 2 niveles de navegación y otras en las que llegan a desarrollarse hasta 5. Estos intervalos poseen patrones de apilamiento, propiedades petrofísicas y geomecánicas diferentes que posiblemente afecten el crecimiento lateral y vertical de las fracturas hidráulicas, condicionando a su vez el espaciamiento entre pozos en cada intervalo.

Identificación de niveles de navegación

Un intervalo o nivel de navegación se define en este trabajo por presentar buenas propiedades petrofísicas, es decir alta porosidad y baja saturación de agua, y baja intensidad de interfases o intercalaciones de roca frágil-dúctil en un espesor de al menos 20 m. Idealmente, y en base a estudios realizados de alto de fractura hidráulica (Ortiz *et al.*, 2016) y datos dinámicos obtenidos, se estima que el espesor deseable de cada intervalo debería alcanzar los 25 a 30 m. De este modo, en el área de estudio se han identificado 5 intervalos, definidos en base a sus propiedades petrofísicas y geomecánicas y a la heterogeneidad interna que presentan. Los intervalos se enumeran a continuación y están representados en el perfil esquemático de la figura 5.

Nivel 1: conocido coloquialmente como “La Cocina”, es el nivel con mejores propiedades petrofísicas y menor intensidad de interfases. La porosidad total promedio (PhiT) es máxima y la saturación de agua total (SwT), mínima, por lo que presenta el mayor *storage* de hidrocarburo de toda la sección orgánica. El contenido de Carbono Orgánico Total (COT) es el máximo registrado, llega al 8%. Este intervalo se encuentra en la sección basal agradante de la Fm. Vaca Muerta, por lo cual se halla presente en la totalidad del área de estudio y su espesor se mantiene mayormente constante, en un promedio de los 31 m.

Nivel 2: este intervalo posee excelentes propiedades petrofísicas y escasa presencia de interfases. Este nivel, junto con el nivel 1, se encuentra presente en todo el bloque con un espesor que ronda los 30 m.

Nivel 3: constituye el intervalo de interés más profundo de

la sección progradante de la Fm. Vaca Muerta. Su espesor promedia los 29 m. Se lo encuentra en gran parte del área excepto en las regiones más proximales del sistema.

Nivel 4: con un espesor promedio de 34 m, es el intervalo de interés con menor extensión areal del sistema progradante, se encuentra presente en la porción más occidental del bloque.

Nivel 5: Este intervalo constituye el más somero de todos los estudiados, se desarrolla arealmente en la mitad distal del bloque. Su espesor es muy variable, promedia los 27 m. Constituye el intervalo con menor PhiT de toda la sección orgánica.

Es clave destacar que el contenido de COT y el porcentaje de arcilla disminuyen desde los niveles más profundos a los más someros, como así también se observan cambios mineralógicos de base a tope de la sección; mientras que el contenido de cuarzo y feldespato decrece, el contenido de carbonato se incrementa.

En la figura 6 se muestran los resultados del análisis de Difractometría de Rayos X (DRX) efectuado en muestras de corona y testigos laterales de dos pozos del piloto (pozos A y B, respectivamente) y se identifican los 5 niveles de navegación en diferentes colores. Se observa que el nivel 1 muestra la mayor participación de cuarzo y feldespato en detrimento del contenido de carbonato. Tanto el Nivel 1 como el Nivel 2 muestran los mayores porcentajes de arcillas mientras que el Nivel 3 expone el más alto contenido de calcita y dolomita. Los niveles 4 y 5 se encuentran escasamente muestreados dado que no se encuentran desarrollados en el pozo A y solamente se cuenta con datos de algunos testigos rotados del pozo B. Si bien se observa la misma tendencia que en el nivel 3, no se tomarán como concluyentes los resultados arrojados por el DRX en los niveles más someros.

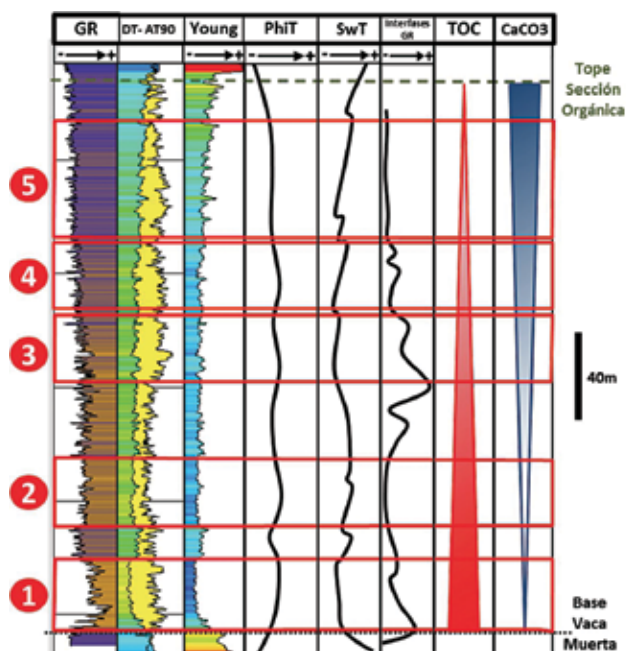


Figura 5. Perfil esquemático simplificado en donde se identifican los distintos intervalos de navegación que se distinguen en el área de estudio.

A la hora de definir los distintos niveles de navegación, resulta de gran interés lograr un entendimiento de la distribución de los componentes que conforman cada uno de los niveles. Los estudios de microscopía electrónica de barrido realizados sobre 25 muestras, distribuidas a lo largo de la corona continua del pozo A, dieron datos ilustrativos sobre los tipos de partículas constituyentes del *shale* y su tipo de poros, tanto orgánicos como inorgánicos, para los tres niveles de navegación más profundos. A grandes rasgos, los principales constituyentes de este *shale* son granos detríticos de cuarzo y feldespato tamaño limo, partículas de origen volcánico, restos fósiles (cocolithos, radiolarios, saccocomidos, espículas, pellets), arcillas (caolinita, illita/illita-smectita) y materia orgánica (Smith, 2017).

Se realizó la caracterización de los niveles y la descripción a escala micro del reservorio en general. Además, se intentó estimar semicuantitativamente la ocurrencia de los tipos de arcilla a lo largo de la sección de interés, como así también los tipos de poros encontrados tanto orgánicos como inorgánicos.

De este análisis se desprende que la porosidad inorgánica aumenta en proporción hacia los niveles de navegación 2 y 3, mientras que la asociada a la materia orgánica aumenta considerablemente hacia la base (nivel 1). La caolinita, aunque presente en casi toda la sección, presenta un claro aumento en el nivel 1. Se presenta mayormente en pellets, en general porosos, o como clastos en cantidades variables a lo largo de toda la columna, que pueden o no mostrar porosidad. Además, se caracterizó la ocurrencia de illita/illita-smectita. A nivel microscópico, estas se observaron tanto asociadas con materia orgánica, como también en forma de copos/láminas entre los granos; es decir, como componente principal de matriz sin materia orgánica asociada. Dado que ambas presentaciones (asociadas *versus* no asociadas a la materia orgánica) se asocian a tipos de porosidades distintos, se caracterizaron por separado. La illita/illita-smectita como componente de matriz que no está asociada a la materia orgánica se presenta casi exclusivamente en las secciones superiores (niveles 2 y 3). Por otro lado, la illita/illita-smectita que se encuentra íntimamente ligada a la materia orgánica, aumenta hacia la base, junto con el COT. Por último, las arcillas o partículas tamaño limo de origen volcánico aumentan su ocurrencia hacia la base de la sección, mayormente presentes en el nivel 1.

La figura 7 muestra los histogramas de ocurrencia de la porosidad orgánica *versus* la inorgánica e inorgánica *versus* los distintos tipos de arcillas muestreadas en la corona del pozo A. También se incluyen, a modo de ejemplo, algunas imágenes de Microscopio Electrónico de Barrido (MEB) en muestras de la corona ilustrando: A) Porosidad asociada a illita-smectita y materia orgánica, con mayor ocurrencia en el nivel 1. B) Porosidad inter-partícula (illita), comúnmente encontrado en los niveles superiores. C) Porosidad inter-partícula entre restos de cocolitos, presentes en toda la columna, más abundantes hacia niveles superiores, no hay registro de materia orgánica. D) Porosidad orgánica,

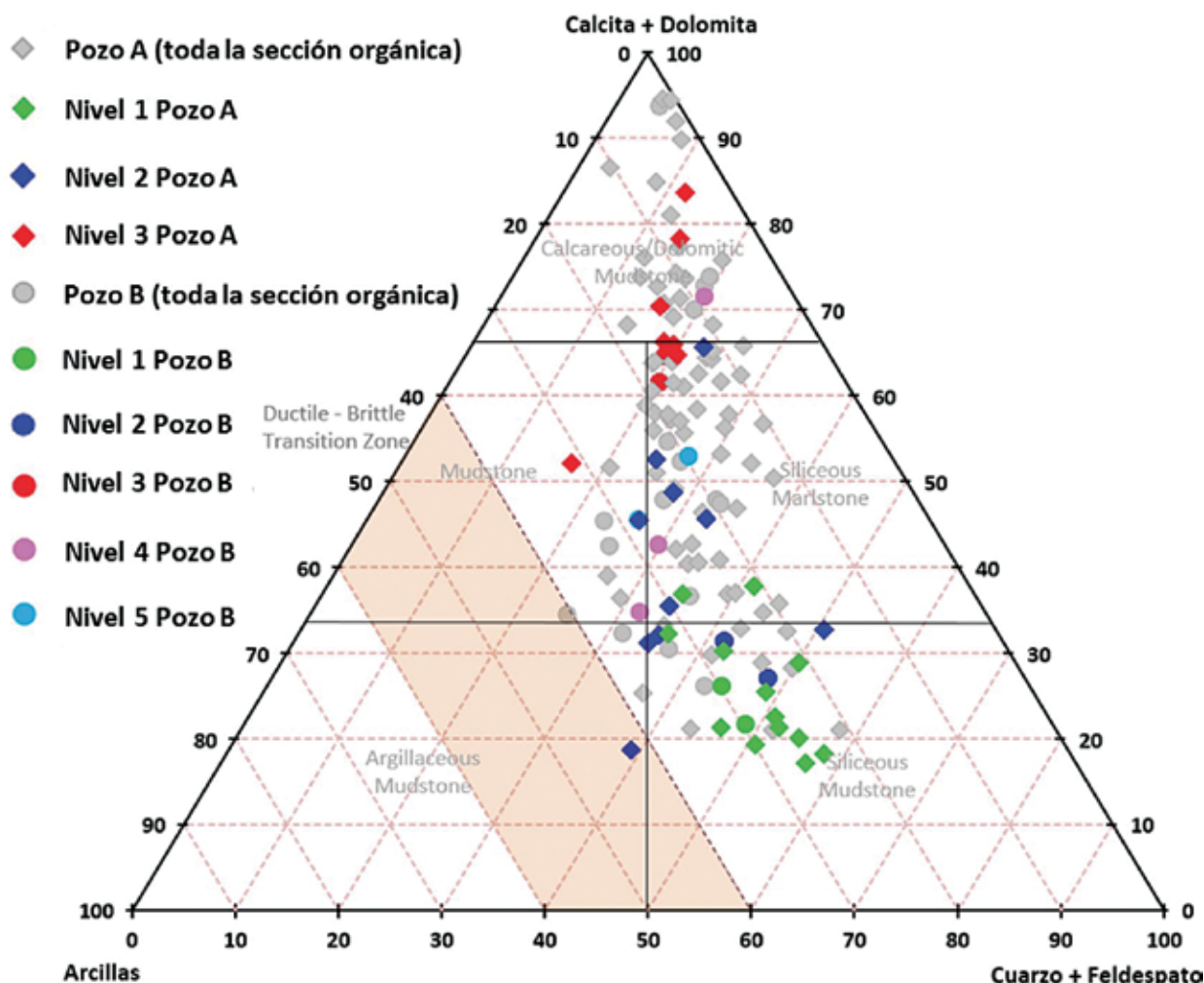


Figura 6. Diagrama de Difractometría de Rayos X (DRX) obtenido en muestras de la corona del Pozo A y testigos rotados del pozo B. Las muestras correspondientes a los distintos niveles de navegación se observan en distintos colores.

poros muy chicos hasta nanométricos. Presente en toda la columna, aumentando su ocurrencia hacia la base (nivel 1). E) Porosidad en materia orgánica y arcillas asociada a la disolución de feldespatos, abundante en zonas con mayor contenido de material volcánico (nivel 1). F) Porosidad en Caolinita y en materia orgánica asociada, su mayor ocurrencia se da en los niveles basales.

En lo que respecta a las propiedades geomecánicas de los distintos niveles, puede constatar una tendencia creciente del Módulo de Young desde los niveles basales a los someros, en íntima relación con el contenido creciente de carbonato de calcio y decreciente de COT (Figura 5). El comportamiento distintivo de cada nivel ante la estimulación hidráulica se pudo comprobar mediante el monitoreo microsísmico de todas las etapas de fractura de 3 pozos horizontales (pozos X, Y y Z), ubicados en la misma locación y perforados cada uno en los 3 niveles de navegación más profundos de la sección (Niveles 1, 2 y 3, respectivamente). En la figura 8 se observan los perfiles principales del pozo vertical monitor (Pozo A) con la superposición de los histogramas ecualizados de los eventos microsísmicos

registrados en todas las etapas de cada pozo horizontal (X en azul, Y en rojo y Z en amarillo) y proyectados de manera horizontal sobre el monitor. El análisis de los histogramas revela la significativa diferencia, tanto en la cantidad como en la dispersión vertical de eventos registrados en los niveles 2 y 3 con respecto a las obtenidas en el nivel 1. Esto se da en estrecha correspondencia con el mayor módulo de Young estático y mayor contenido de carbonato de estos intervalos. Cabe aclarar que los tratamientos aplicados a cada pozo fueron similares, a excepción de los volúmenes de agua inyectados, y que la secuencia de estimulación comenzó por el pozo X, navegado en el Nivel 1, siguiendo el pozo Z, navegado en el intervalo 3, y finalmente el pozo Y perforado en el Nivel 2. La población de eventos correspondientes al pozo Y, desarrollada en proximidad del Nivel 3, está relacionada con dicha secuencia de estimulación. Es decir que al haberse modificado el estado de estrés original de la roca mediante la estimulación del pozo Z, durante el tratamiento del pozo subsiguiente (Pozo Y), se produjo una nueva perturbación de la zona previamente estimulada.

En la figura 9 se muestra la dispersión horizontal de los

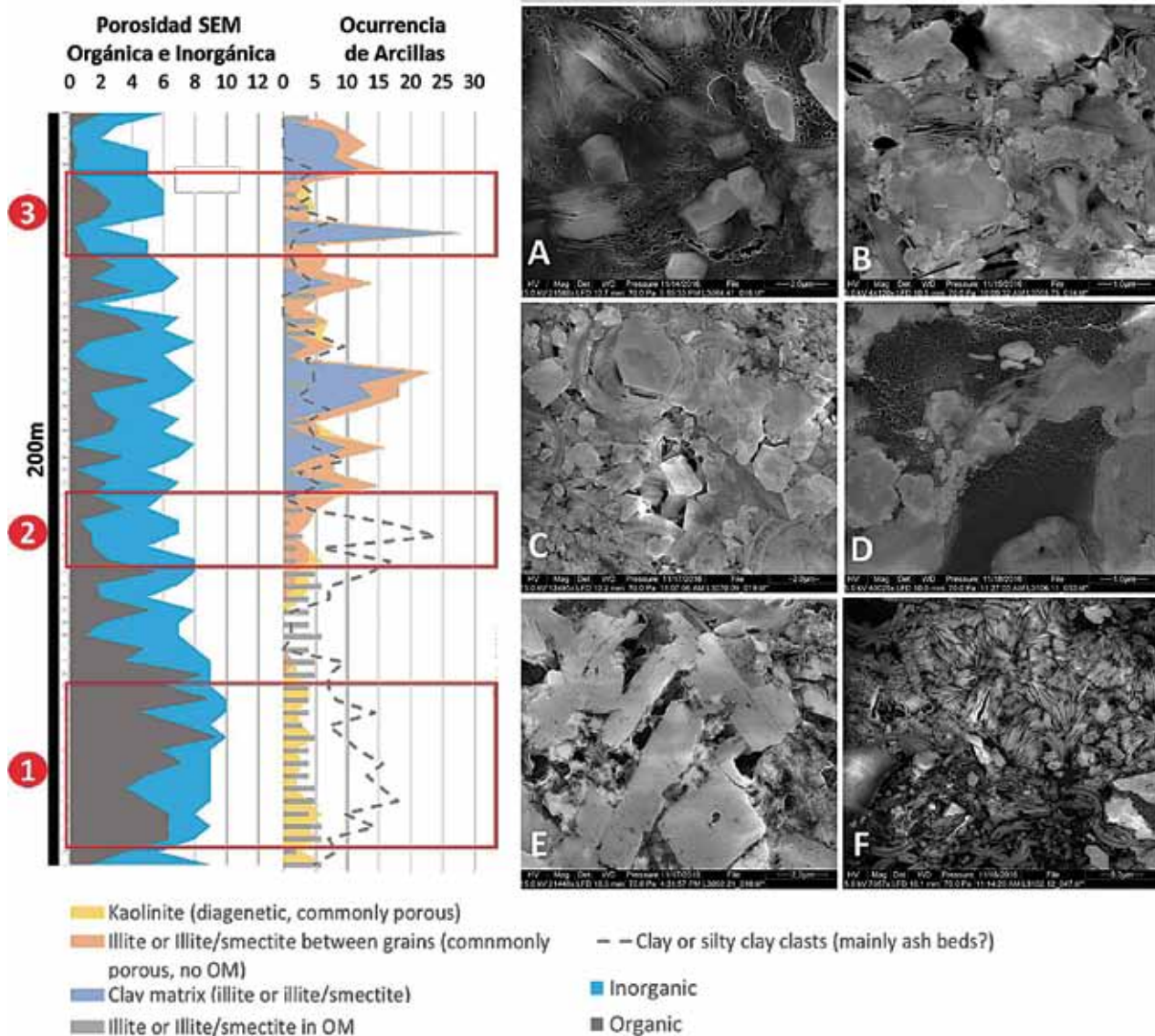


Figura 7. Izquierda. Histogramas de ocurrencia de porosidad orgánica e inorgánica versus los distintos tipos de arcillas muestreadas en el pozo A. Nótese que las muestras no son equidistantes por lo que los espesores de los niveles no son los reales. Derecha. Imágenes de Microscopio Electrónico de Barrido (MEB) en muestras de la corona. Ver explicación en texto.

eventos microsísmicos registrados en los pozos horizontales X, Y y Z, coloreados por etapa de fractura. Nuevamente se evidencia una clara diferencia en cuanto al desarrollo de la nube microsísmica adquirida en el pozo estimulado en el Nivel 1 (más profundo) respecto de las obtenidas en los niveles más someros.

Si se toma como referencia a la respuesta microsísmica ante el tratamiento de fractura, incluso teniendo en cuenta los reparos que la metodología merece, resulta evidente el comportamiento distintivo de cada nivel de navegación. Esta sin dudas constituirá una de las variables más significativas en el diseño de la fractura y la definición del distanciamiento de los pozos en la etapa de desarrollo del campo, los cuales necesariamente deberán adecuarse a cada nivel. Esto es, los espaciamientos entre pozos perforados a los niveles más someros, con mayor módulo de Young y

menor contenido orgánico total serán mayores a los de pozos perforados en los intervalos más profundos, con mayor COT y menor participación carbonática.

La descripción y caracterización sedimentológica de los niveles de navegación va más allá del objetivo de este trabajo. Para ese fin se refiere al lector González Tomassini *et al.* (2016, 2017).

Distribución areal de los niveles de navegación

Como se mencionó, la naturaleza y geometría del sistema deposicional implican que no todos los niveles de navegación se encuentren presentes en todo el área de estudio; aquellos desarrollados en la porción agradante del

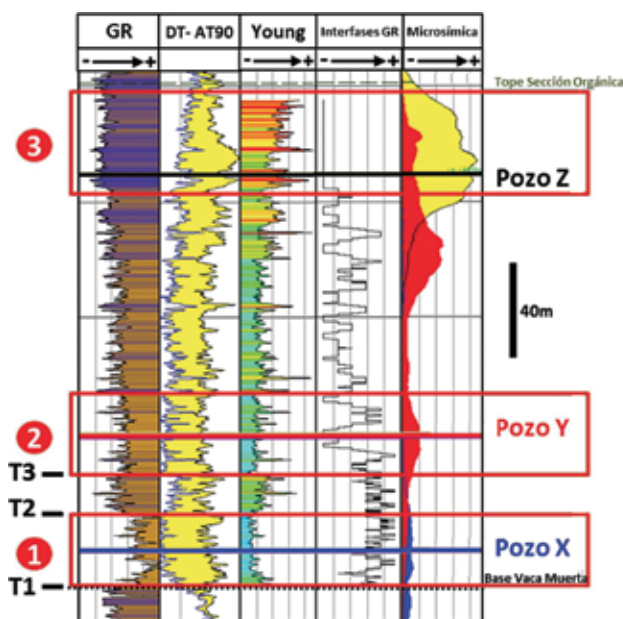


Figura 8. Histogramas ecualizados de los eventos microsísmicos registrados en todas las etapas del Pozo X (azul) navegado en el Nivel 1, el Pozo Y (rojo) perforado en el Nivel 2 y el Pozo Z (negro) atravesando el Nivel 3. Todos se encuentran proyectados en forma horizontal sobre los perfiles del pozo vertical A (monitor), de izquierda a derecha: GR, Cruce de Passey, Módulo estático de Young, interfases obtenidas a partir del GR e histogramas de eventos. Se indica además, la equivalencia con las superficies definidas en la transecta regional Vaca Muerta T1-T2-T3 (González et al., 2016). La superficie T4 queda, en el área de estudio, por encima de la zona de interés.

sistema se hallan en la totalidad del área mientras que los correspondientes a la sección progradante están sectorizados. Otro parámetro que se debe considerar es la variación lateral de las propiedades en un mismo intervalo, las cuales pueden a su vez condicionar su desarrollo.

De este modo, los niveles 1 y 2 se encuentran en todo el área de estudio; el nivel 3 está presente en gran parte del área, excepto en la porción proximal del sector sur; el nivel 4 se halla restringido sector central y; finalmente, el nivel 5 se desarrolla en la mitad distal del área.

En la figura 10 se muestran los perfiles de los pozos A y B y la respuesta de los principales perfiles eléctricos en cada uno de ellos. El primero, el pozo A, es representativo de la mayor parte de la porción proximal del área de estudio identificándose los niveles de navegación 1, 2 y 3. El pozo B es considerado el más representativo de la porción más distal del bloque, en él se hallan presentes todos los niveles de navegación identificados.

Finalmente, en la figura 11 se muestra una sección sísmica regional de orientación NW-SE, una sección de impedancia acústica IP y un diagrama esquemático en los que se evidencia la geometría del sistema progradante y el desarrollo de los distintos intervalos de navegación en cada porción del bloque. Se ilustra además la ubicación de los pozos representativos A y B, ubicados en la porción proximal y distal, respectivamente, así como otros pozos de referencia intermedios.

Estrategia de desarrollo

En el paso de un bloque de la etapa de delineación a desarrollo deberán ser abordadas dos grandes consideraciones estratégicas, por un lado, el enfoque temporal o secuencial que se le quiera dar al desarrollo y, por el otro, el espacial o geométrico.

Dado que la performance productiva de cada intervalo no necesariamente es la misma, la estrategia temporal deberá decidirse en forma temprana. Esto implica resolver si se desarrollarán en forma simultánea todos los niveles

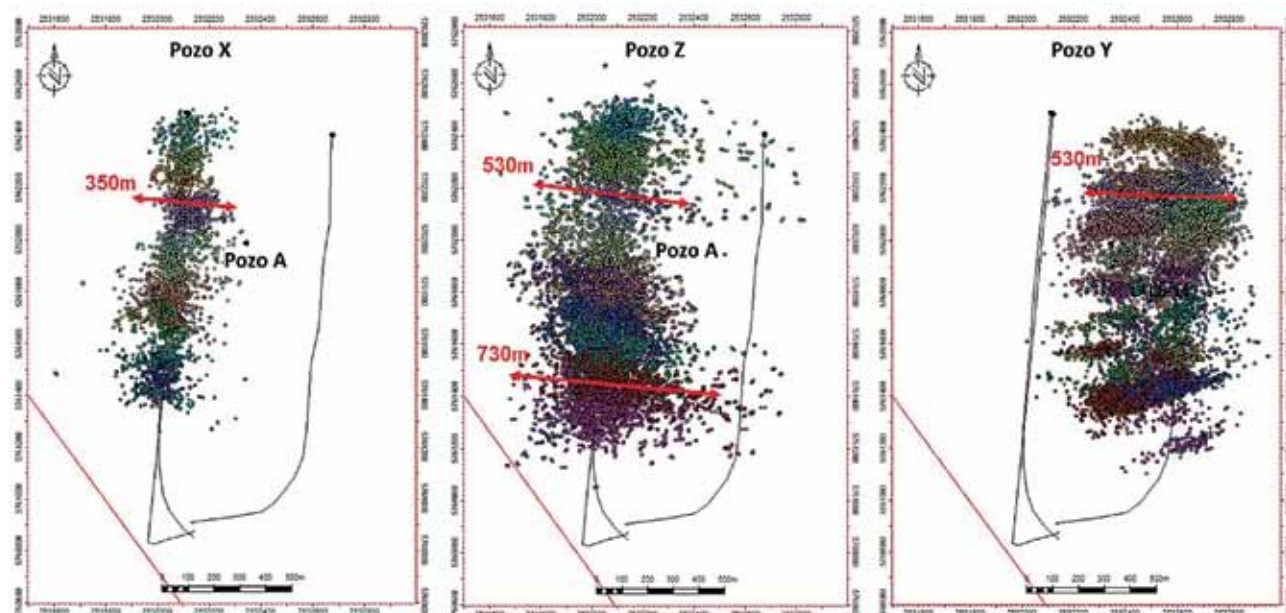


Figura 9. Vista en planta de los eventos microsísmicos registrados en cada pozo de tratamiento (X, Y y Z) coloreados por etapa de fractura. Se observan respuestas significativamente distintas en particular en el pozo X perforado en el Nivel 1.

existentes en cada sector del campo o, por el contrario, comenzará con aquellos que muestren los mejores resultados. Un aspecto que no puede despreciarse es el riesgo asociado al desarrollo de niveles someros en forma temprana dejando los profundos para una etapa posterior, aun sabiendo que la perforación y posterior estimulación de un pozo por debajo de una zona previamente estimulada podrían verse comprometidos. Esto se debe principalmente a los problemas operativos que podrían ocasionarse al perforarse a través y por debajo de una zona depletada y, principalmente, a las complicaciones logístico/operativas suscitadas a partir de la estimulación hidráulica en una zona inferior a otra ya estimulada y luego producida durante un tiempo.

Por otro lado, a partir de la distribución areal de cada nivel se desprende que la estrategia espacial a adoptarse en la etapa de desarrollo del campo deberá adaptarse necesariamente a la cantidad de niveles de navegación presentes en cada sector. Esto implica que cada porción del bloque deberá tratarse de forma independiente.

A partir de los estudios realizados, se interpreta que el comportamiento de cada nivel de navegación ante la estimulación hidráulica es distinto; aquellos intervalos con mayor contenido orgánico evidencian un menor crecimiento y, por ende, se requerirá un menor espaciamiento entre los pozos navegados en cada intervalo. Ahora bien, como el distanciamiento óptimo de pozos es una variable intrínseca de cada nivel, existe un gran número de configuraciones geométricas posibles a fin de evitar interferencias durante la perforación, estimulación y producción de varios intervalos en simultáneo. Las configuraciones lógicamente se complejizan a medida que se suman niveles de navegación.

Dicho esto, en cada sector del bloque deberán elaborarse distintos escenarios potenciales considerando todas las variables involucradas (número de intervalos que se desarrollarán, espaciamiento de pozos en cada intervalo, distancia vertical entre niveles que se desarrollará, diseño de estimulación hidráulica, etc.). En las porciones proximales la configuración geométrica de pozos resultante será siempre más simple que en aquellas áreas del bloque en donde se desarrollen 4 y hasta 5 niveles de navegación.

Finalmente, también deberá adoptarse una estrategia con respecto al tipo de avance del desarrollo. La perfora-

ción y la estimulación de pozos concatenada, avanzando en un único frente, beneficiaría la recuperación final de cada pozo al minimizar la interferencia de cada uno con su antecesor vecino. Sin embargo, esta práctica implica, un mayor riesgo asociado a la demora relativa de los datos de producción respecto del frente de avance de la perforación. Otra alternativa constituye el avance diversificado en distintas zonas del bloque. Con este enfoque se lograrían mitigar problemas operativos y anticipar enganches de pozos, aunque implicaría la pérdida de área de drenaje en zonas aledañas a las porciones perforadas y depletadas.

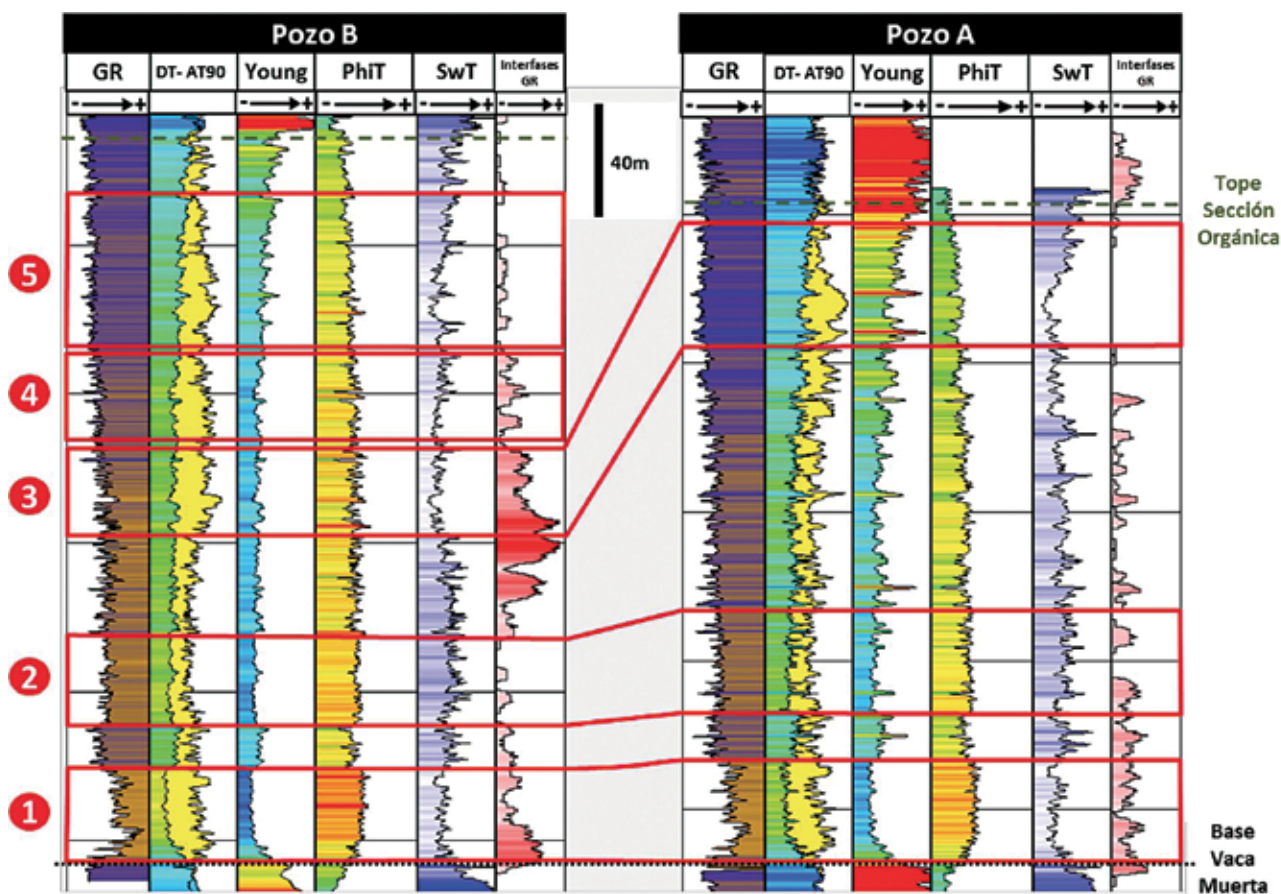


Figura 10. Perfiles tipo de: Derecha) Pozo A, representativo de la porción proximal del bloque, e Izquierda) Pozo B, representativo de la porción más distal del bloque. Se ilustran en los diferentes tracks de izquierda a derecha: GR, Cruce de Passey (DT/ AT-90), Módulo estático de Young, Porosidad Total interpretada, Saturación de Agua Total interpretada y cuantificación de interfases a partir del perfil de GR.

Consideraciones finales

Como resultado de la integración y el análisis de toda la información adquirida durante la etapa de delineación del área de estudio se han logrado identificar dentro de la sección orgánica de la Fm. Vaca Muerta hasta 5 intervalos de navegación con características distintivas.

El desarrollo areal de cada intervalo está controlado por la naturaleza progradante del sistema deposicional. De este modo, algunos sectores del área presentan 2 niveles de navegación mientras que otros se caracterizan por el desarrollo de hasta 5 intervalos.

A partir de la distribución areal de cada nivel, se determina que la estrategia, tanto temporal como espacial, que se adopta en la etapa de desarrollo del campo debe adaptarse necesariamente a la cantidad de niveles de navegación presentes en cada sector. Esto implica que cada porción del bloque deberá tratarse de forma independiente aunque enmarcada dentro de la estrategia global de desarrollo del campo.

Finalmente se concluye que los múltiples intervalos estratigráficos identificados y testeados durante el plan de delineación del área representan un enorme potencial de recursos de *shale oil* en la cuenca. Su desarrollo implica un

desafío sin precedentes dado que la determinación temprana en la estrategia de desarrollo del bloque, con todas sus implicancias, impactará directamente en la logística y la economía global del proyecto.

Agradecimientos

Agradecemos a las autoridades de YPF S.A. por permitir la publicación de este trabajo, a Damián Hryb y David Giunta por la lectura crítica del manuscrito y los aportes realizados y a Ricardo Manoni por las valiosas sugerencias realizadas. Finalmente, agradecemos a los revisores que contribuyeron a enriquecer este trabajo.

Referencias

- Brisson, I. y R. Veiga, 1999, "Gira de Campo en tres módulos: Cuenca Neuquina, Provincias del Neuquén y Mendoza, Patagonia Septentrional – Argentina". Guía de la escuela de campo interna, Repsol-YPF.
- Cristallini, E. O., J. M. Martínez, E. Sánchez, S. Periale Gómez y A. Loncarich, 2005, "Evaluación estructural del bloque Bandurria (Provincia del Neuquén, Argentina)". YPF, (inédito), 73 p., Buenos Aires, Argentina.

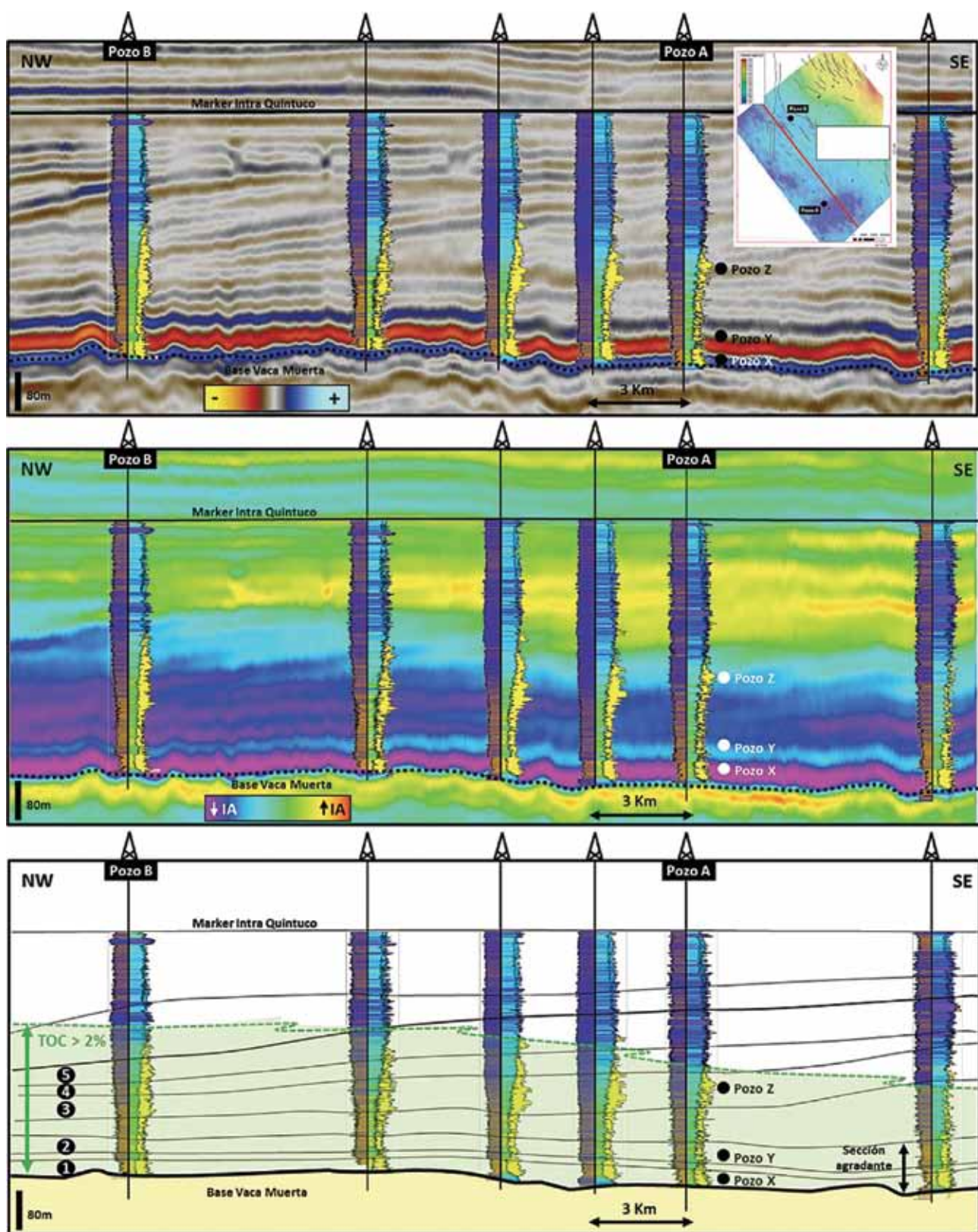


Figura 11. Sección regional de orientación NW-SE que ilustra la geometría del sistema y los distintos niveles de navegación identificados en el bloque. Arriba) Sección sísmica en profundidad horizontalizada al marker Intraquintuco. Centro) Sección de impedancia IP. Abajo) Esquema simplificado de correlación de los niveles de navegación 1 a 5.



- Gangui, A. y M. Grausem, 2014, "Tectonismo y estilos estructurales en el Engolfamiento Neuquino: Implicancias en la interpretación de las fracturas monitoreadas por microsísmica en la Formación Vaca Muerta". IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos IAPG, CD Trabajos Técnicos, Mendoza, Argentina.
- González, G., Vallejo, D., Desjardins, P., González-Tomassini, F., Kietzmann, D., Rivarola, L., Marechal D. y F. Dominguez, 2016, "Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta-Integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos". Publicación Especial del Instituto Argentino de Petróleo y el Gas (IAPG): 252 p., Buenos Aires, Argentina.
- González Tomassini, F.; Hryb, D.; Smith, L.; Sagasti, G. y J. L. Massaferro, 2016. "Why do we have to care about detailed reservoir characterization? We will break it all. Will we?" Unconventional Resources Technology Conference (URTeC). DOI 10.15530-urtec-2016-2460837, San Antonio, Texas, USA.
- González Tomassini, F.; Hryb, D.; Palacio, J. P.; Lazzari, V.; Bertoldi, F y G. Sagasti, 2017. "Caracterización e impacto de las heterogeneidades identificadas en subsuelo en la Formación Vaca Muerta". XX Congreso Geológico Argentino. Tucumán, Argentina.
- Gulisano, C.A., Gutiérrez Pleimling, A. y R. Digregorio, 1984, "Análisis estratigráfico del intervalo Tithoniano-Valanginiano (Formaciones Vaca Muerta, Quintuco y Mulichinco) en el suroeste de la provincia del Neuquén". IX Congreso Geológico Argentino Actas III: pp. 389-409, Bariloche, Argentina.
- Massaferro, J. L., Zeller, M., Giunta, D. L., Sagasti, G. y G. P. Eberli, 2014. "Evolución del Sistema mixto Tithoniano-Valanginiano (formaciones Vaca Muerta, Quintuco y equivalentes) a partir de estudios de afloramiento y subsuelo, centro sur de la cuenca Neuquina". IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos IAPG, CD Trabajos Técnicos, Mendoza, Argentina.
- Mitchum, R. M & M. A. Uliana, 1985, *Seismic stratigraphy of carbonate depositional sequences, Upper Jurassic - Lower Cretaceous, Neuquén Basin, Argentina*, in: Bero, B.R., and Woolverton, D.G. (eds), *Seismic Stratigraphy: An Integrated Approach to Hydrocarbon Exploration*, AAPG Memoir 39, pp. 255 - 275.
- Mosquera, A., y V. A. Ramos, 2005, *Intraplate deformation in the Neuquén embayment*. XVI Congreso Geológico Argentino. Actas II: p.193-202, La Plata, Argentina.
- Ortiz, A. C., Hryb D., Ramírez Martínez J., y R. A. Varela, 2016, "Hydraulic Fracture Height Estimation in an Unconventional Vertical Well in the Vaca Muerta Formation, Neuquen Basin, Argentina". Society of Petroleum Engineers. SPE-179145-MS.
- Passey, Q. R., Creaney, S., Kulla, J. B., Moretti, F. J. y J. D. Stroud, 1990, "A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs". The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. V. 74. No. 12, pp. 1777-1794.
- Passey, Q. R., Bohacs, K., Esch, W. L., Klimentidis, R., P. Sinha, 2010, *From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir - Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale Gas Reservoirs*, Society of Petroleum Engineers, doi:10.2118/131350-MS.
- Reijenstein H. M., Posamentier H. W., Fantín M., González Tomassini F. y C. Lipinski, 2014. *Vaca Muerta Seismic stratigraphy and Geomorphology: regional architectural trends for unconventional exploration*. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos IAPG, CD Trabajos Técnicos, Mendoza, Argentina.
- Sattler, F., Domínguez, R. F., Fantín, M., Desjardins, P., Reijenstein, H., Benoit, S., Borgnia, M., Vittore, F., González Tomassini, F., Feinstein, E., Kietzmann, D., y D. Marchal, 2016. Anexo 1: "Transecta Regional NW-SE", en González, *et al.* (eds), "Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta" (IAPG), Buenos Aires.
- Smith, L., 2017. "Vaca Muerta Fm., Thin Section and SEM Results", Informe inédito YPF.