

EL DESAFÍO DEL DESARROLLO DE LA FORMACIÓN VACA MUERTA EN ZONAS DE MÚLTIPLES INTERVALOS DE NAVEGACIÓN

Victoria Lazzari¹, María Jimena Rodríguez¹, Guillermina Sagasti¹

1: YPF S.A., victoria.lazzari@ypf.com, maria.j.rodriguez@ypf.com, gsagastic@ypf.com

Palabras clave: Shale Oil, múltiples intervalos de navegación, geometría progradante, plan de delineación, estrategia de desarrollo

ABSTRACT

The Challenge of developing Vaca Muerta Fm in areas with multiple landing zones.

The area of study is located in the southeast part of the Neuquén Basin, close by a prolific Vaca Muerta shale oil field already under development. It has around 200 m of organic-rich shales thickening towards the northwest in the direction of the prograding depositional system. In the study area, the Vaca Muerta Formation is in the oil window and the thermal maturity decreases from southeast to northwest due to the uplift of the structure in the eastern flank of the Añelo depocenter.

The integration of a large amount of data acquired within the block provided new insight of the reservoir and its heterogeneity. This comprehensive study added further complexity than previously assumed to the future development of the field.

During the delineation phase of the field, a thorough acquisition plan of static and dynamic data was carried out in vertical and horizontal wells. The acquired static data includes full log suites, cutting analysis, sidewall core, 233 m of continuous conventional core and borehole microseismic. The integrated analysis of this information with the newly acquired 3D seismic allowed a detailed characterization of both stratigraphic and geographic heterogeneity within the reservoir. As a result, different navigation levels were recognized and delimited throughout the study area.

The nature of Vaca Muerta's prograding system implies that those landing zones (LZs) developed in the aggrading section will be present throughout the basin. On the other hand, the LZs belonging to the organic sections of the progradations will be spatially restricted. Due to this particular geometry, in some regions within the study area there are only two landing zones present, whereas in other regions there are up to five. Moreover, these landing intervals show different stacking patterns and diverse geochemical, petrophysical and geomechanical properties who in turn will affect fracture growth and consequently condition well spacing. All the stratigraphic intervals identified and tested during the delineation phase of the field represent enormous potential resources for the basin. Launching the development phase implies a technical challenge, as the sequential or simultaneous drilling strategy of multiple landing zones has to be determined early in time. This decision will definitely condition logistics, facilities and finally, the economic success of the project.

INTRODUCCIÓN

La identificación y selección de los intervalos de navegación es una de las principales tareas de un grupo de estudios de subsuelo 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, dichos 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 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 3 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 (Fig. 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, el mismo 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 metros y su geometría se caracteriza por el desarrollo de clinoformas progradantes desde el SE hacia el NW (Gulisano *et al.* 1984; Mitchum y Uliana 1985; Massafiero *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.

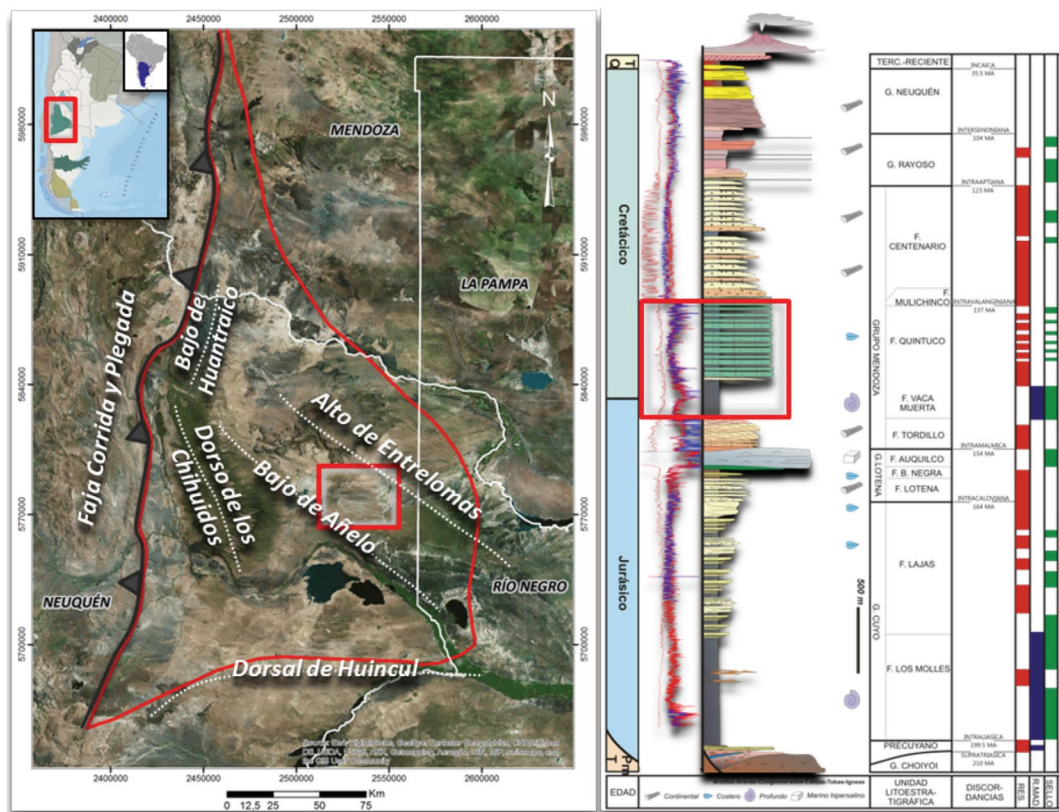


Figura 1. A la izquierda, mapa de ubicación de la zona de estudio en donde se ilustran los principales elementos morfoestructurales de la cuenca. A la derecha, columna Estratigráfica (tomada de Brisson y Veiga, 1999).

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

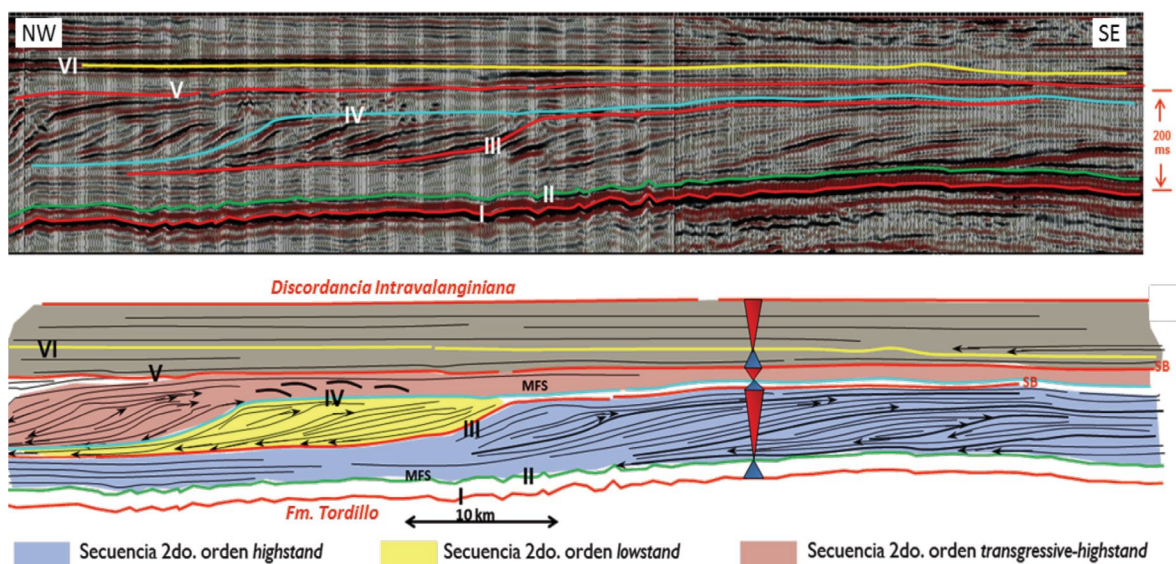


Figura 2. Sección sísmica de orientación SE-NW ilustrando la geometría del sistema deposicional Quintuco-Vaca Muerta de edad Valanginiense Superior-Tithoniano Inferior (Tomado de Massaferró *et al.* 2014).

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 a 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 (Fig. 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 (ver Fig. 1). Su historia estructural está relacionada en particular con las de los sistemas de Entre Lomas y el Dorso de Los Chihuidos (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 ocurrida 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 precuyanas, 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 afectando 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 metros 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 afectando desde la Fm. Auquilco 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 identificándose rechazos en la sísmica. Este rasgo estructural se asocia a un importante cambio en el espesor de las evaporitas de la Fm. Auquilco, de carácter regional (Fig. 3).

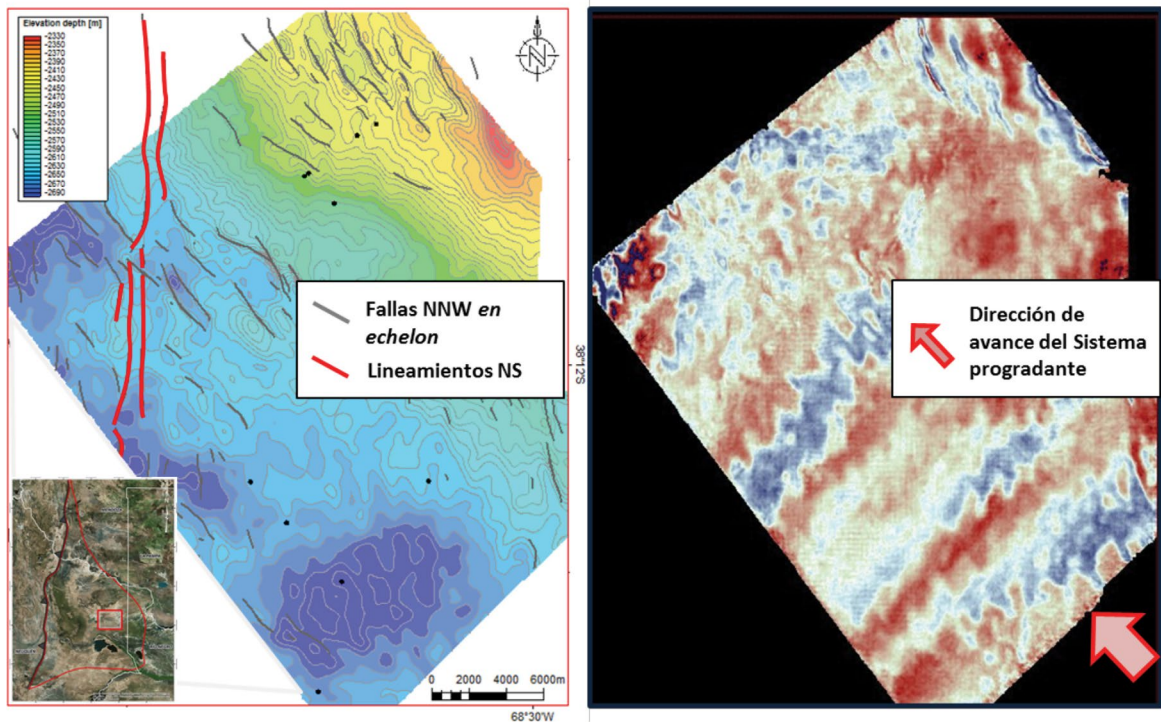


Figura 3. Izquierda) Mapa estructural a la base de la Fm. Vaca Muerta en el área de estudio. Se observan en negro los pozos del legado histórico, previos a la perforación del Piloto. Derecha) Intersección horizontal ubicada unos 130 m por encima de la base la Fm. Vaca Muerta en volumen horizontalizado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

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 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 3 pozos horizontales navegando en 3 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 aquellos pozos y datos sobre los cuales se centrará este trabajo.

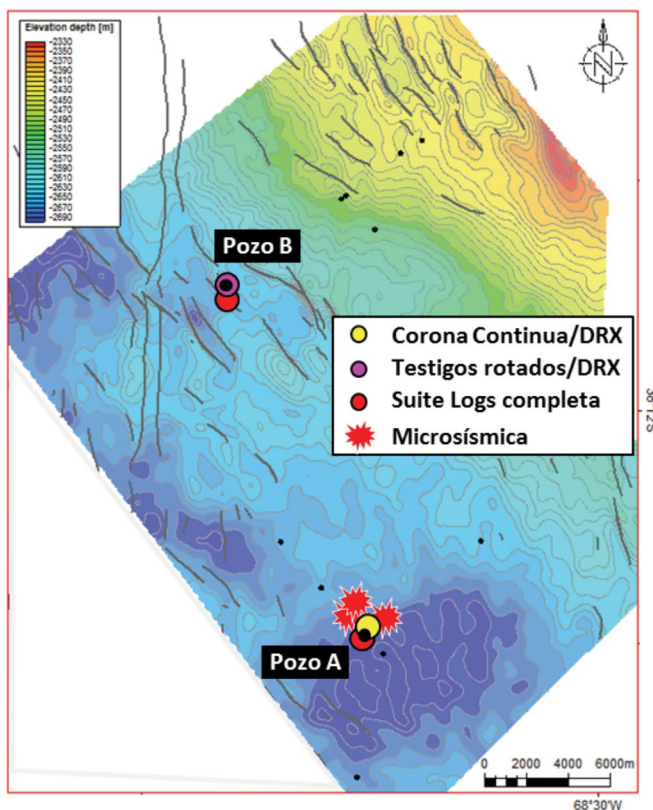


Figura 4. Mapa estructural a la Base de la Fm. Vaca Muerta en el área de estudio ilustrando la ubicación de los pozos a los cuales se referirá este trabajo.

El análisis integrado de toda 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 metros. 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 metros. 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 mismos se enumeran a continuación y se encuentran 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 (Φ_{iT}) es máxima y la saturación de agua total (S_{wT}) 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, llegando 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, promediando los 31 metros.

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 metros.

Nivel 3: Constituye el intervalo de interés más profundo de la sección progradante de la Fm. Vaca Muerta. Su espesor promedia los 29 metros. Se lo encuentra en gran parte del área excepto en las regiones más proximales del sistema.

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

Nivel 5: Este intervalo constituye el más somero de todos los estudiados, desarrollándose arealmente en la mitad distal del bloque. Su espesor es muy variable, promediando los 27 metros. Constituye el intervalo con menor Φ_{iT} 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 coronas 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

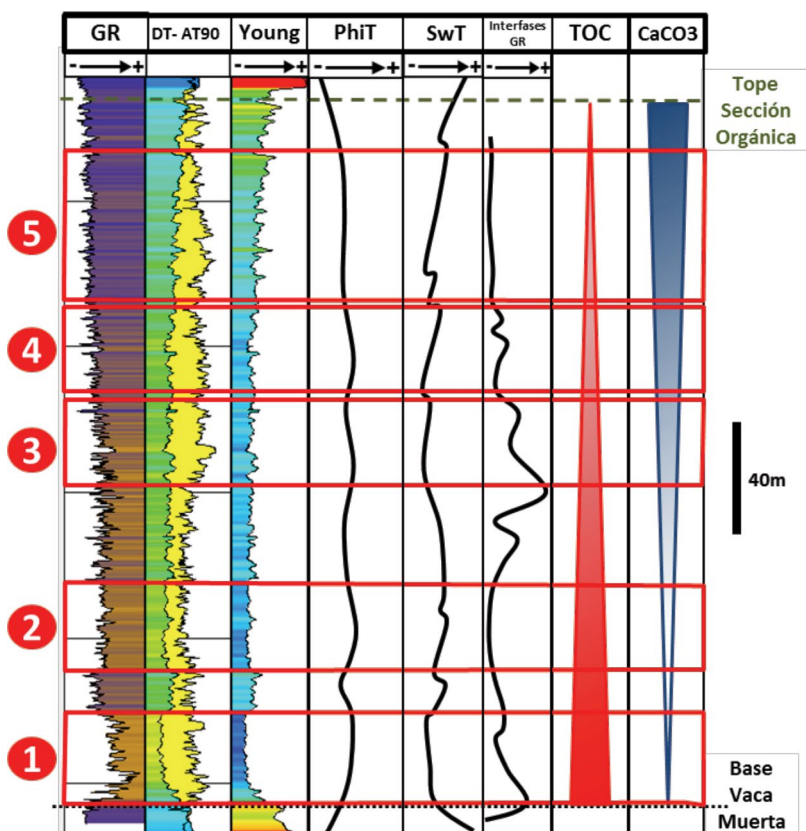


Figura 5. Perfil esquemático simplificado en donde se identifican los distintos intervalos de navegación identificados en el área de estudio.

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.

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, arrojaron datos ilustrativos sobre los tipos de partículas constituyentes del *shale* y su tipo de poros, tanto orgánicos como inorgánicos, para los 3 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 semi-cuantitativamente 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

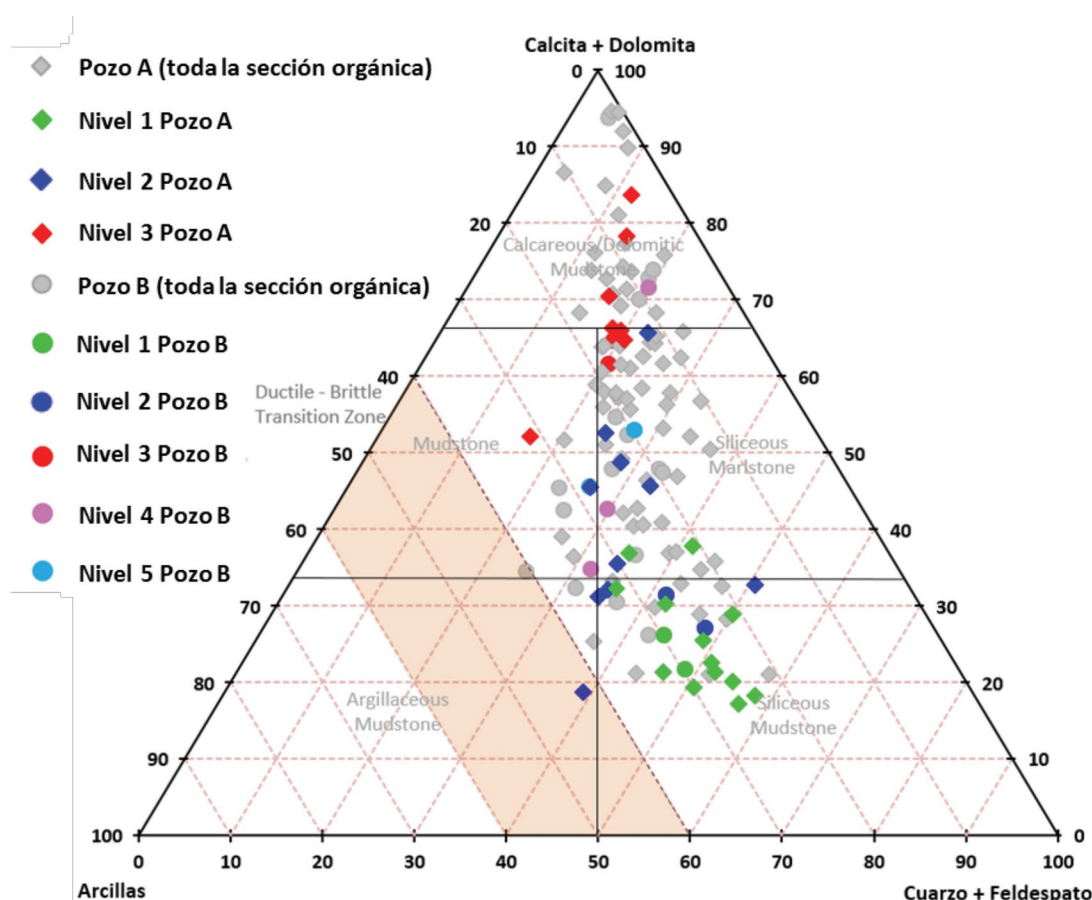


Figura 6. Diagrama de Difractometría de Rayos X (DRX) arrojado en muestras de la corona del Pozo A y testigos rotados del pozo B. Las muestras correspondientes a los distintos niveles de navegación se muestran en distintos colores.

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-esmectita. A nivel microscópico, éstas 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 vs. no asociadas a la materia orgánica) se asocian a tipos de porosidades distintos, se caracterizaron por separado. La illita/illita-esmectita 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-esmectita 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, 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.

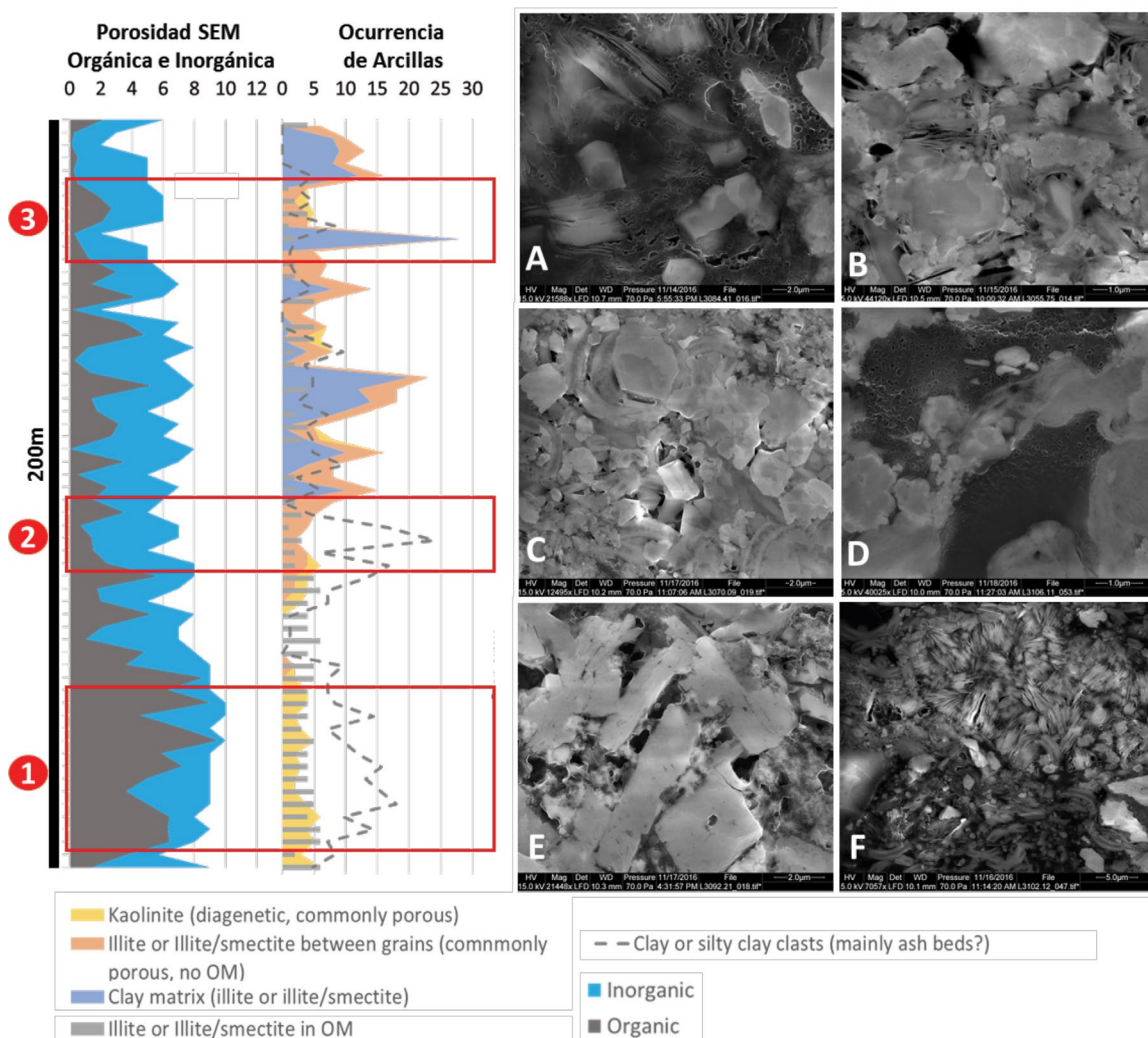


Figura 7. Izquierda) Histogramas de ocurrencia de porosidad orgánica e inorgánica versus los distintos tipos de arcillas muestreadas en el pozo A. Nótese que las muestras no son equidistantes por lo que los espesores de los niveles no son los reales. Derecha) Imágenes de Microscopio Electrónico de Barrido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

En lo que respecta a las propiedades geomecánicas de los distintos niveles, puede constatarse 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 (Ver 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

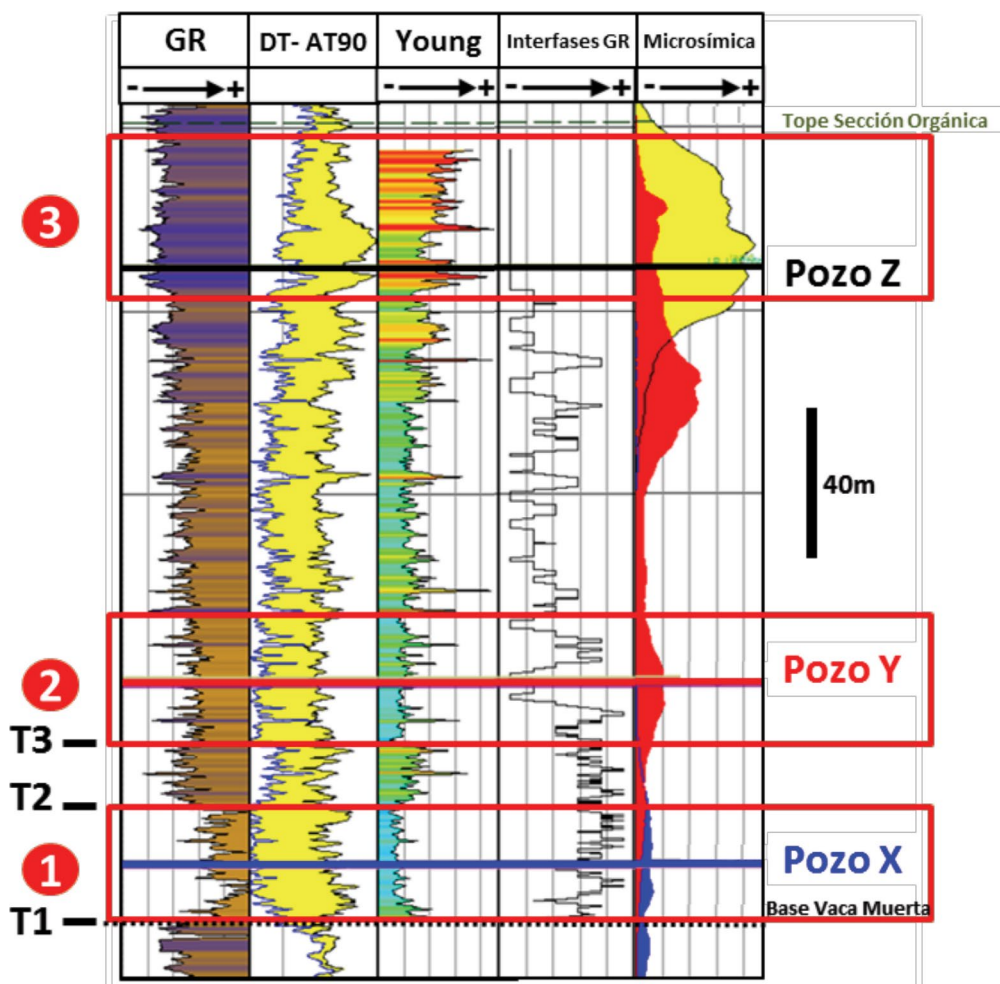


Figura 8. Histogramas ecualizados de los eventos microsísmicos registrados en todas las etapas del Pozo X (azul) navegado en el Nivel 1, el Pozo Y (rojo) perforado en el Nivel 2 y el Pozo Z (negro) atravesando el Nivel 3. Todos se encuentran proyectados en forma horizontal sobre los perfiles del pozo vertical A (monitor), de izquierda a derecha: GR, Cruce de Passey, Módulo estático de Young, interfaces 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.

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 stress 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.

Por su parte, la Figura 9 muestra la dispersión horizontal de los 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) con respecto a las obtenidas en los niveles más someros.

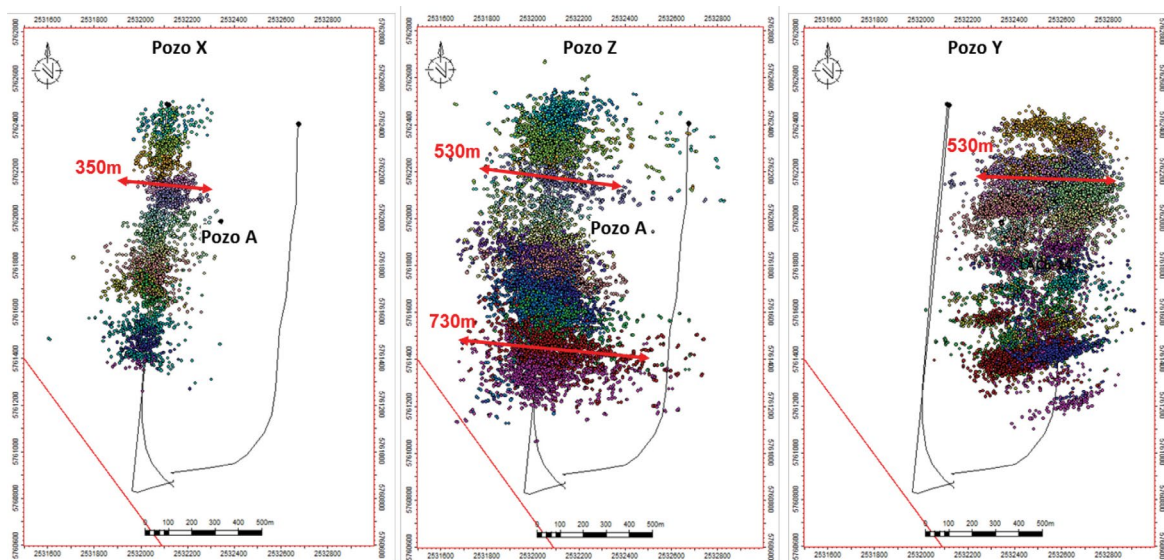


Figura 9. Vista en planta de los eventos microsísmicos registrados en cada pozo de tratamiento (X, Y y Z) coloreados por etapa de fractura. Se observan respuestas significativamente distintas en particular en el pozo X perforado en el Nivel 1.

Si se toma como referencia a la respuesta microsísmica ante el tratamiento de fractura, teniendo incluso 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 del presente trabajo. Con tal fin se refiere al lector a Gonzalez Tomassini *et al.* (2016, 2017).

DISTRIBUCIÓN AREAL DE LOS NIVELES DE NAVEGACIÓN

Tal como se mencionara anteriormente, 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 sistema se hallan en la totalidad del área mientras que los correspondientes a la sección progradante están sectorizados. Otro parámetro a 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.

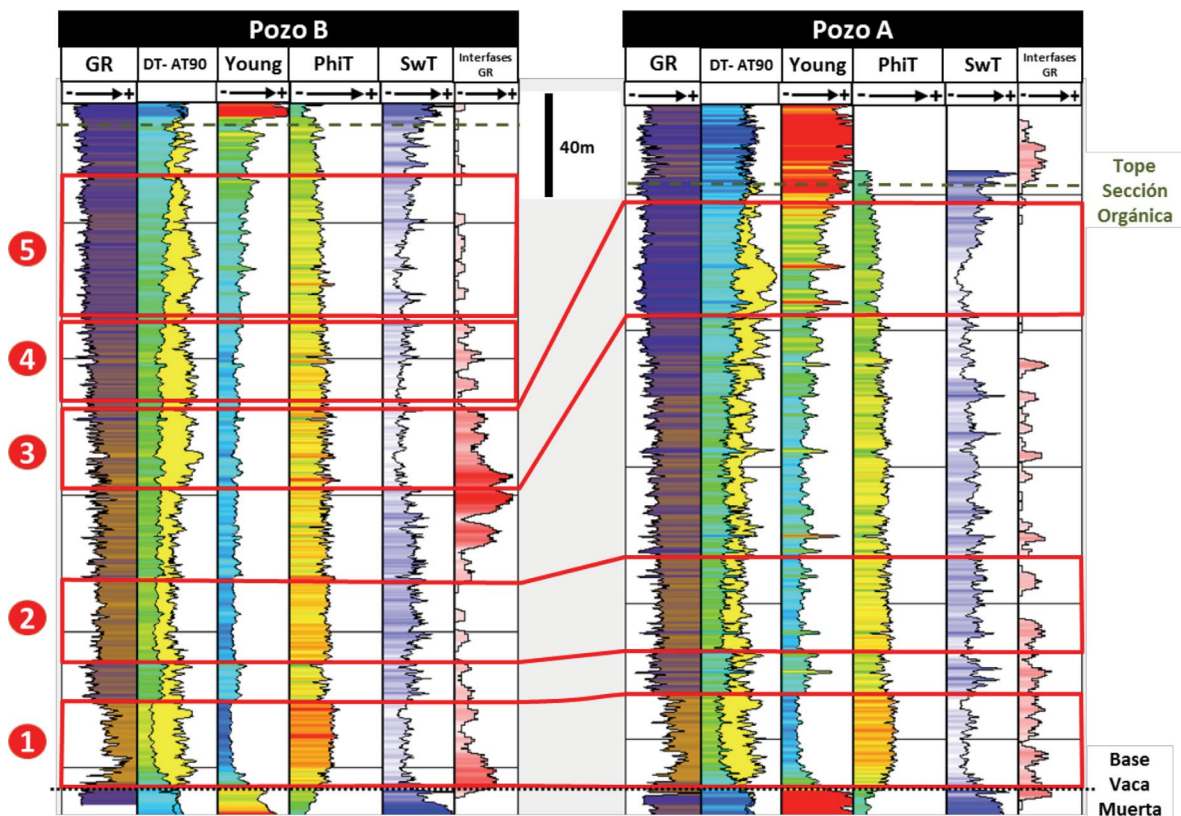


Figura 10. Perfiles tipo de: Derecha) Pozo A, representativo de la porción proximal del bloque, e Izquierda) Pozo B, representativo de la porción más distal del bloque. Se ilustran en los diferentes tracks de izquierda a derecha: GR, Cruce de Passey (DT/AT-90), Módulo estático de Young, Porosidad Total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

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, 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. Por su parte, el pozo B es considerado el más representativo de la porción más distal del bloque, hallándose en él 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 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 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 a desarrollar niveles someros en forma temprana dejando los profundos para una etapa posterior, siendo 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, siendo el distanciamiento óptimo de pozos 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

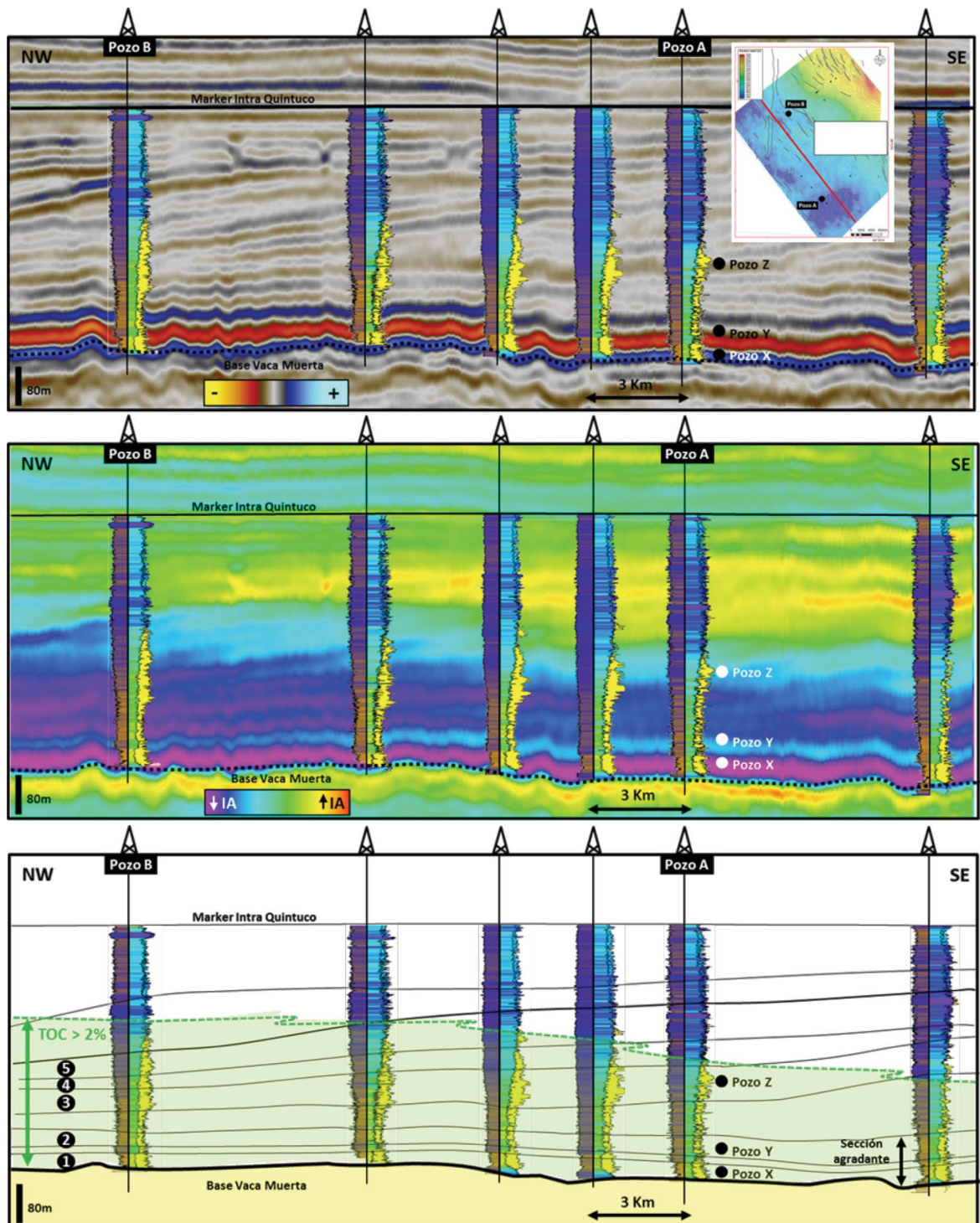


Figura 11. Sección regional de orientación NW-SE ilustrando la geometría del sistema y los distintos niveles de navegación identificados en el bloque. Arriba) Sección sísmica en profundidad horizontalizada al marker Intraquintuco. Centro) Sección de impedancia IP. Abajo) Esquema simplificado de correlación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

intervalos en simultáneo. Las configuraciones lógicamente se van complejizando 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 a desarrollarse, espaciamiento de pozos en cada intervalo, distancia vertical entre niveles a desarrollar, 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 perforación y 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. Esta práctica implica, no obstante, un mayor riesgo asociado a la demora relativa de los datos de producción respecto al 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 ya perforadas y depletadas.

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, 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 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 economía global del proyecto.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean expresar su agradecimiento 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 efectuados y a Ricardo Manoni por las valiosas sugerencias realizadas. Finalmente, los autores agradecen a los revisores que contribuyeron a enriquecer este manuscrito.

REFERENCIAS CITADAS

- Brisson, I. y R. Veiga, 1999, "Gira de Campo en tres módulos: Cuenca Neuquina, Provincias de Neuquén y Mendoza, Patagonia Septentrional – Argentina". Guía de la escuela de campo interna, Repsol-YPF.
- Cristallini, E. O., J. M. Martinez, E. Sanchez, S. Periale Gomez, y A. Loncarich, 2005, "Evaluación estructural del bloque Bandurria (Provincia de Neuquén, Argentina)". YPF, (inédito), 73p., Buenos Aires, Argentina.
- Gangui, A. y M. Grausem, 2014, "Tectonismo y estilos estructurales en el Engolfamiento Neuquino: Implicancias en la interpretación de las fracturas monitoreadas por microsímica 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., Gonzalez-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. and 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.; Lazari, 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. and R. Digregorio, 1984, "Análisis estratigráfico del intervalo Tithoniano-Valanginiano (Formaciones Vaca Muerta, Quintuco y Mulichinco) en el suroeste de la provincia del Neuquén". IXº Congreso Geológico Argentino Actas III: p. 389-409, Bariloche, Argentina.
- Massaferro, J.L., Zeller, M., Giunta, D.L., Sagasti, G. y G. P. Eberli, 2014, "Evolución del Sistema mixto Tithoniano-Valangianiano (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 Ba-

- sin, Argentina”, in: Bero, B.R., and Woolverton, D.G. (eds), *Seismic Stratigraphy: An Integrated Approach to Hydrocarbon Exploration*, AAPG Memoir 39, p. 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., Ramirez Martinez J., and 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. and 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, p.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., Vitore, F., González Tomassini, F., Feinstein, E., Kietzmann, D., y D. Marchal, 2016. Anexo 1: “Transecta Regional NW-SE”. en Gonzalez, *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