

CARACTERIZACIÓN DE UN *SWEET SPOT* PARA EL *PLAY* LOS MOLLES NOC PETRÓLEO EN EL FLANCO NORTE DE LA DORSAL DE HUINCUL, ÁREAS LOS BASTOS - PUNTA SENILLOSA, CUENCA NEUQUINA

Alan Buchanan¹, Alfonso Mosquera¹, Ricardo Veiga^{1,2}, Sebastián Olmos¹,
Raúl Varela¹, Federico Sorenson¹, Ailín Lopasso¹

1: Tecpetrol S.A. alan.buchanan@tecpetrol.com, alfonso.mosquera@tecpetrol.com, ricardo.veiga@tecpetrol.com,
sebastian.olmos@tecpetrol.com, raul.varela@tecpetrol.com, federico.sorenson@tecpetrol.com,
ailin.lopasso@tecpetrol.com

2: Facultad de Ingeniería. Universidad de Buenos Aires.

Palabras clave: Grupo Cuyo, Los Molles, Shale Oil, Dorsal de Huincul, Potencial no convencional, exploración

ABSTRACT

The level of know-how achieved in traditional unconventional plays such as Vaca Muerta formation opens up the opportunity to reassess other plays that have been relegated from the center of the Argentine energy scene. Los Molles formation, which was the first formation evaluated with a horizontal survey in Argentina (2010) and whose hydrocarbon potential (52.7 MMBO) occupies second place in the Neuquén Basin, is one of them. Its very low exploratory maturity is reflected in the later incorporation of only 7 vertical wells restricted in the area of the Dorsal de Huincul. Aspects such as its greater depth than Vaca Muerta (1500-4700 mbnt), facial heterogeneity, structural complexity and local variations in thickness are the main factors that have delayed its evaluation.

Well PS-1011 (Punta Senillosa - 2018) was the first well fractured and tested in Los Molles NOC oil play for this area and in the basin. Motivated by the result, the available information was integrated into a model in which the extension of a 60 km² oil sweet spot was defined, where different critical factors have homogeneous properties and predictable variations.

The project was developed on the northern flank of the Las Chivas-Punta Senillosa anticlines, where the greatest thickness of the unit (180m) is preserved. Depth range between 2,500 and 3,300 mbgl and with 14-20° dip. As regards the maturity window, it ranges from peak oil to late oil (0.9-1.3% Ro). Up to two navigation levels of 50m thick were defined, corresponding to calcareous claystones deposited in the late transgressive-early regressive stages of the Toarcian parasequence of Gr. Cuyo. They present good petrophysical conditions (porosity: 9%, SW: 36% and Storage: 232Bo/acre*ft, TOC up to 3.7%) and homogeneous geomechanical properties (Reservoir Pore Pressure: 0.63 psi/ft). Each level was stimulated with a 350 thousand pounds fracture reaching an initial flow of 8m³/d (orifice: 3mm) of 49°API volatile oil. The characteristics of the 58 km² sweet spot and the data from the PS-1011 test encourage the drilling of a horizontal exploratory well to derisk the play and evaluate its real productivity. A successful case in the Puesto Parada Vaca Muerta oil project would be a catalyst for Los Molles by providing infrastructure synergies. In this way, the Los Bastos-Punta Senillosa blocks have the potential to become the first area with multiple levels of navigation due to overlapping plays, generating new paradigms in the exploration of the unconventional frontier plays of the Neuquén basin.

INTRODUCCIÓN

La Cuenca Neuquina está ubicada en el lado Este de los Andes en el centro-Oeste de Argentina y el centro de Chile, entre 32° y 41° S. Corresponde a una cuenca orientada de norte a sur y elongada en sentido Este-Oeste con el máximo en la latitud la ciudad de Neuquén, conteniendo más de 6 km de sedimentos en su parte central. La cuenca tuvo una compleja historia tectónica iniciando con el desmembramiento de Gondwana y la subducción de la placa protopacífica y hasta el desarrollo del arco magmático andino. Los sedimentos se acumularon sobre el basamento gondwanico (Llambías *et al.*, 2003; Ramos *et al.*, 2020) durante varios ciclos regresivos transgresivos, registrados gracias a la maduración de la cuenca desde un *rift* y su respectivo *sag* (Triásico Superior a Jurásico Medio) a la inversión Jurásica Tardía contemporánea con la subsidencia en un ambiente de retro arco (Jurásico Tardío a Cretácico Temprano) y el final desarrollo de un régimen de antepaís (Cenozoico Tardío) que llega a la actualidad (Mosquera y Ramos 2009, Vergani *et al.* 1995, Folguera *et al.* 2007, Silvestro y Zubiri (2008), Veiga *et al.* 2020).

El siguiente trabajo se enfoca en los registros del Grupo Cuyo que corresponden al primer ciclo transgresivo regresivo y su potencial como reservorio no convencional en las áreas Los Bastos – Punta Senillosa en el sector sur de la provincia de Neuquén (Fig. 1).

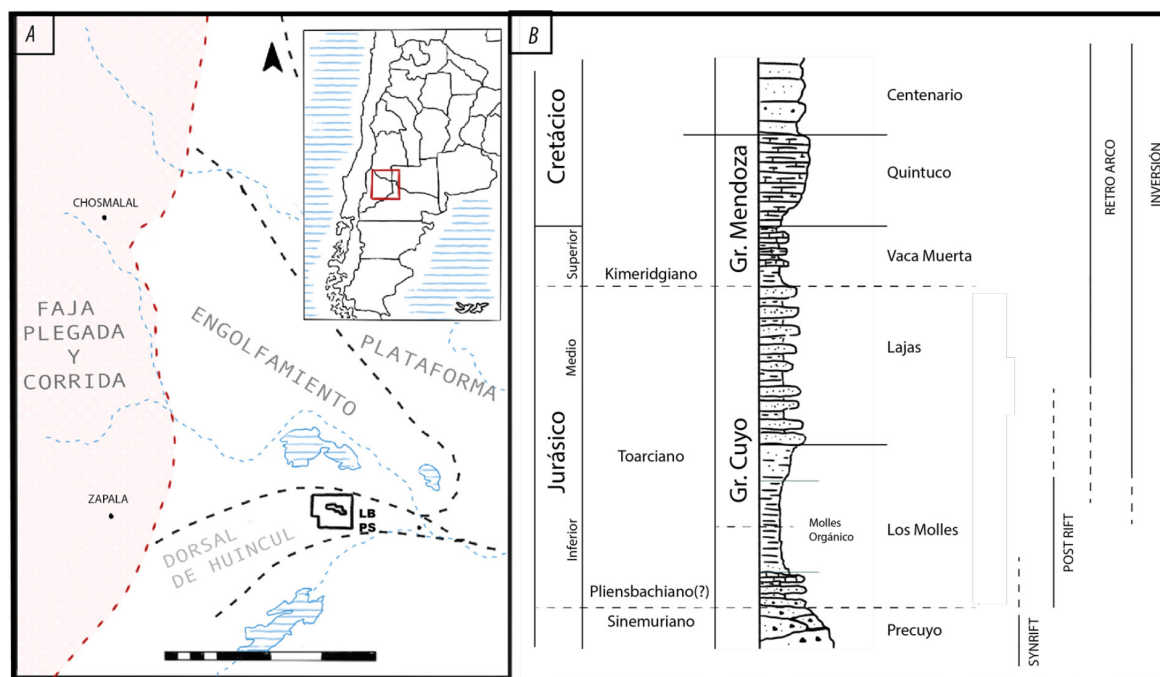


Figura 1. A- Ubicación de las Areas Los Bastos Punta Senillosa en la Cuenca Neuquina. B- columna estratigráfica del área.

El Grupo Cuyo (Pliensbaquiano-Caloviano, Legarreta *et al.* 1989) registra la primera transgresión marina depositada sobre el Grupo Pre-Cuyo (Gulisano 1981- Pángaro *et al.* 2009) y el basamento gondwánico. Inicialmente el relleno se distribuye en depósitos aislados, controlados

por la subsidencia mecánica decreciente, que posteriormente se amalgaman, por el efecto de la subsidencia térmica. A continuación, se instala un régimen compresivo que invierte las estructuras del *rift*, dando inicio a la deformación de la Dorsal de Huincul. De manera contemporánea la subsidencia de retroarco promueve al relleno de la cuenca a través de la progradación hacia el centro de cuenca de clinoformas de margen de plataforma bien desarrolladas. Estas geometrías muestran una segmentación de facies conectando abanicos de aguas profundas, taludes pelíticos, y sistemas deltaicos fluviales (Brinkworth *et al.* 2018).

La Formación Los Molles (Pliensbaquiano medio hasta el Aaleniano-Bajociano en esta zona) está constituida principalmente por arcilitas, limolitas y areniscas tobáceas de ambiente marino profundo (Zavala 1996). La parte más antigua de la formación corresponde a pelitas con materia orgánica (1 a 5 % TOC) y tiene potencial generador de hidrocarburos (Wavrek *et al.* 1994; Legarreta y Villar 2012; Veiga, *et al.* 2020). La unidad estratigráfica es sucedida por un conjunto de progradaciones clásticas, Formación Lajas, depositadas bajo condiciones litorales asociadas a ambiente de planicie de mareas y deltaico; y culmina con sedimentos fluviales asignados a la Formación Punta Rosada. El tope y base del Grupo Cuyo son limitados por las discordancias regionales Intraliásica e Intracaloviana respectivamente (Dellapé *et al.* 1979).

La Dorsal de Huincul conforma un lineamiento estructural de 300 km de longitud desarrollado a los 39°S con una orientación E-O, transversal al orógeno andino y corresponde un cinturón de deformación de intraplaca (Mosquera *et al.* 2011). Este ambiente se caracteriza por el desarrollo de una serie de hemigraben, los cuales constituyeron los depocentros principales para los depósitos de syn-rift del Triásico Superior - Jurásico Inferior (Pángaro *et al.* 2009; Privat 2019). La posterior deformación mesozoica mayormente compresiva y casi continua trajo aparejada la inversión del relieve y en consecuencia un cambio en la ubicación de los depocentros (Vergani *et al.* 1995).

La Dorsal de Huincul ejerce un control de primer orden para la depositación del Gr. Cuyo (Giunta *et al.* 2018) y la distribución de las acumulaciones convencionales asociadas. La sección generadora de Los Molles se correlaciona con acumulaciones de gas-condensado, en el centro de cuenca (Hechem *et al.* 2003) y de petróleo, restringidas alrededor de la Dorsal de Huincul (Cruz *et al.*, 2002; Villar *et al.* 2005) y en la plataforma (Mosquera *et al.* 2008; Veiga *et al.* 2018a) en campos de tamaño mediano a pequeño. Pero como *play* no convencional su madurez exploratoria es muy baja. Aspectos como su mayor profundidad (1500-4700mbnt), heterogeneidad facial, complejidad estructural y variaciones locales de espesor del *play* son los principales factores que han demorado su evaluación. En la actualidad pocos pozos verticales evalúan la formación, todos en el ámbito de la Dorsal de Huincul y uno de ellos ubicado en Los Bastos – Punta Senillosa.

Las áreas Los Bastos-Punta Senillosa están ubicadas en el sector sur de la provincia de Neuquén, abarcando una superficie aproximada de 390 km². Se sitúan en el eje productivo de la Dorsal de Huincul, inmediatamente al oeste de los Yacimientos Agua del Cajón y El Salitral y a 85 km al oeste de la ciudad de Neuquén. Dentro de los bloques se desarrollan los hundimientos

orientales de los principales trenes estructurales de la Dorsal de Huincul (Huincul y Challacó) y estructuras locales como los anticlinales de Las Chivas, Punta Senillosa y Los Bastos. La actividad tectónica en el bloque fue casi continua durante toda la evolución de la Cuenca Neuquina, dando lugar a depósitos de sincrecimiento, asociados tanto a fallas inversas, extensionales, como de rumbo (Mosquera 2002). El registro estratigráfico (4500 m) corresponde a los depósitos del *rift* (Precuyano), post *rift* y *sag* (Sección inferior de la Formación Los Molles) y la posterior inversión tectónica y sus depósitos de sincrecimiento (Sección superior de Molles, resto del Gr. Cuyo, Gr. Lotena, Gr. Mendoza y Gr. Neuquén). Un análisis detallado de la estratigrafía suprayacente al Grupo Cuyo excede los objetivos del presente trabajo.

En el comienzo de la actividad en las áreas Los Bastos-Punta Senillosa, en el año 1952, la Formación Los Molles era llamada arcillitas negras. En 1981 se la comienza a denominar como formación Los Molles. Sin embargo, su producción no fue evaluada hasta el año 2018 cuando el pozo PS-1011 (Los Bastos - Punta Senillosa - 2018) fracturó y ensayó un intervalo orgánico de Los Molles que mostró contribución de estos niveles en ventana de petróleo. Motivado por el resultado se integró la información disponible en un modelo 3D, presentado en este trabajo, en el que se definió la extensión de un oil sweet spot de 60km², donde los distintos elementos críticos tienen propiedades homogéneas y variaciones predecibles.

METODOLOGÍA

Con el objetivo de caracterizar el potencial no convencional de la Formación Los Molles en el bloque se realizaron las siguientes tareas.

- Adecuación de la información disponible
- Correlación de pozos e integración estratigráfica
- Interpretación sísmica e integración a nivel de bloque
- Caracterización geoquímica del *play* de la sección de interés
- Determinación y caracterización del nivel de navegación (Evaluación petrofísica y geomecánica)
- Caracterización de la producción
- Aproximación volumétrica

Estas tareas permitieron obtener resultados parciales. Por la alta variabilidad geológica fue necesario integrar datos de diversos orígenes para disminuir la incertidumbre. Las reuniones de discusión y *peer review* parciales fueron fundamentales para la generación de un modelo geológico coherente. Este modelo fue utilizado para extrapolar las propiedades petrofísicas utilizadas posteriormente para la aproximación volumétrica.

Información disponible:

Para este trabajo se utilizó información de 20 pozos con curvas eléctricas (cáliper, *gamma ray* [GR], sónico [DT], densidad [RHOB], resistividad y neutrón) y control geológico de la mayoría de los pozos, estudios petrográficos y posterior re-descripciones del *cutting* de 6 de ellos, 15 pozos con estudios geoquímicos, coronas extraídas en un pozo y un survey sísmico (375 km²) del área adquirido en el año 2000 y reprocesado PSTM (*prestack time migration*) en el año 2015.

Correlación de pozos e integración estratigráfica:

Partiendo de las descripciones litológicas de los registros de *cutting* de 15 pozos se definieron 6 asociaciones de facies. Se analizaron tendencias y rangos de variación para cada uno de los registros eléctricos por pozo y se integraron con la información estratigráfica disponible, actualizando la posición de los pases lito estratigráficos y definiendo la sección de interés como *play* no convencional utilizando la curva de contenido de materia orgánica. Se identificaron ciclos transgresivos regresivos y sus límites de secuencia. Para cada uno de estos niveles se calcularon mapas de espesor en metros (solo con información de pozo). Los resultados se presentaron integrados y se discutió la evolución ambiental del sistema sedimentario para el bloque.

En base a la revisión de *mudlogs* se definieron 6 asociaciones de facies (areniscas tobáceas, areniscas y margas con calizas, pelitas oscuras, pelitas, areniscas gruesas y areniscas pelíticas) que describen toda la variedad litológica del Gr. Cuyo en el área. En líneas generales un pozo en el área cumple con la siguiente descripción (Fig. 2): el límite inferior de la secuencia corresponde al Gr. Pre-cuyo comúnmente descripto como brechas, ignimbritas y depósitos piroclásticos. Por encima se observa la intercalación de areniscas tobáceas, tobas, calizas y margas con restos fósiles marinos que dan comienzo al Gr. Cuyo. El contenido de material volcanoclástico disminuye hacia arriba al tiempo que el contenido de material fino se vuelve cada vez más abundante, las pelitas oscuras se vuelven la litología dominante. Secuencia arriba la tendencia se revierte y la litología se vuelve cada vez más gris y el contenido de margas aumenta. La sección superior está dominada por arenas en un arreglo grano y estrato creciente (a excepción de la sección basal que generalmente tiene un tamaño grueso). En todos los pozos analizados la sucesión termina en una discordancia a la base de la Formación Vaca Muerta. A pesar de que el arreglo de facies es similar en todos los pozos el espesor de toda la secuencia y de cada una de las facies es muy variable. Se observan espesores de 170 m a 1250 m para todo el Gr. Cuyo. Y 35 a 250 m de espesor para la sección pelítica.

La información de facies fue integrada a los perfiles eléctricos y el contenido de materia orgánica. Se definieron 6 pases de interés: Gr. Pre-cuyo, Molles Basal, Intra Molles orgánico, Molles orgánico, Fm. Molles y Fm. Lajas de acuerdo a la nomenclatura estratigráfica y los intereses

de este trabajo. La curva de contenido % TOC permitió definir una sección orgánica dentro del intervalo estratigráfico que corresponde a la Formación Los Molles que fue denominado Molles orgánico. Este intervalo también mostró gran variabilidad de espesor (de 30 a 200 m).

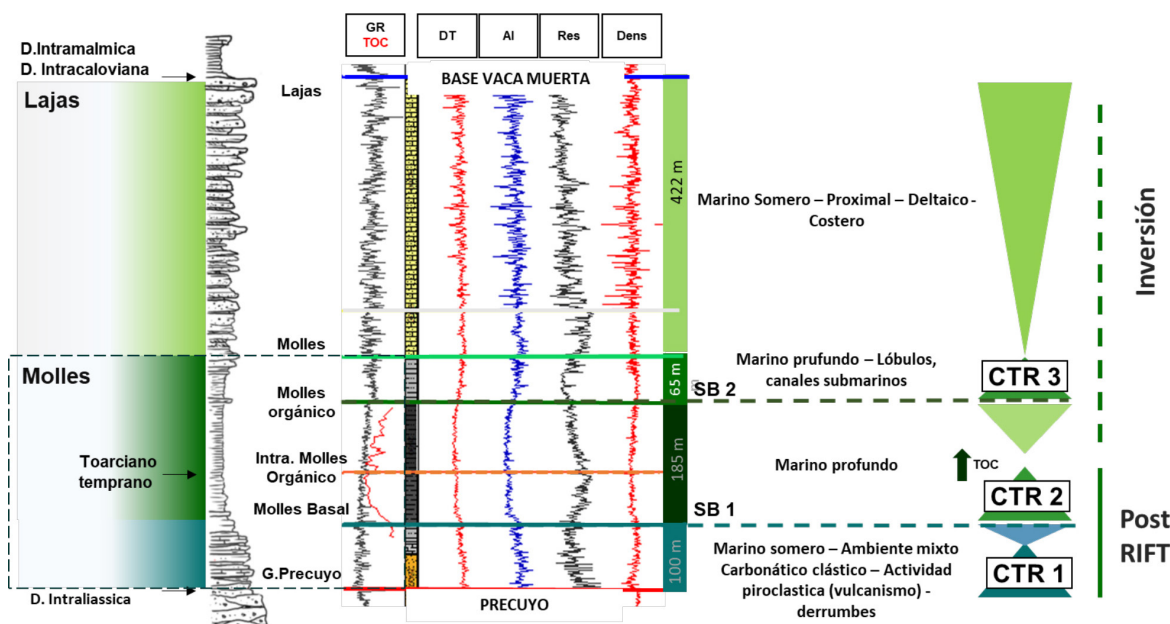


Figura 2. Integración estratigráfica pozo 6. Discordancias, pases, ambientes sedimentarios y secuencias.

Interpretación sísmica e integración a nivel de bloque

Para comparar la información en el dominio profundidad y tiempo se revisaron y actualizaron las leyes de velocidad incorporando los nuevos topes. Se utilizaron líneas sísmicas arbitrarias en las que se evaluó la continuidad sísmica de los topes identificados y la relación entre las terminaciones de los reflectores correspondientes. Se prestó especial atención al nivel identificado con alto contenido de materia orgánica según los pozos. Posteriormente fueron interpretadas las discordancias, los límites de secuencia y fallas en inlines y crosslines (cada 20 líneas). Los horizontes fueron grillados (en tiempo) y se calcularon mapas de espesor (en tiempo). Una vez definido el intervalo de interés los mapas fueron refinados.

Se compararon cualitativamente los mapas de espesor obtenidos con pozos y sísmica. Y se integraron, junto con la bibliografía y el conocimiento regional, los mapas estructurales, las fallas y la relación entre los reflectores en un modelo de evolución estructural. Por último, se generó un block diagrama que conceptualiza la evolución tecto-sedimentaria del área para el Gr. Cuyo integrando el modelo de evolución ambiental junto al estructural.

Como resultado de la interpretación sísmica del cubo 3D (Fig. 5) se generaron mapas estructurales en tiempo y se calcularon isocronopáquicos para cada secuencia.

En general, el estilo estructural del bloque consiste en anticlinales asimétricos y fallas inversas con dos tendencias principales: E-O a ONO-ESE, y NE-SO a NNE-SSO. En líneas generales el grupo inclina entre 14° a 20° hacia el NNE (Fig. 3). Como rasgo de primer orden la falla de Huincul se ubica en la parte sur de bloque en sentido E-O. En la zona central se reconocen dos anticlinales asimétricos limitados hacia el sur por fallas de sentido ONO-ESE. En el centro hacia el Oeste se encuentra el alto de Puesto Dinamarca. En el centro del bloque se encuentra el alto de Las Chivas. Estructuras compresivas de segundo orden NE-SO se reconocen en el sector central y hacia el Este del bloque. El alto de Punta Senillosa se desarrolla hacia el Este y se separa de Las Chivas por uno de estos rasgos estructurales NE-SO. Por último y como rasgo de menor orden se observan fallas normales en sentido N-S que afectan la parte superior del Gr. Cuyo y los estratos suprayacentes. Estas fallas no llegan hasta el basamento terminando entre sí en forma de cuña y concentrándose en el sector central del bloque (Las Chivas).

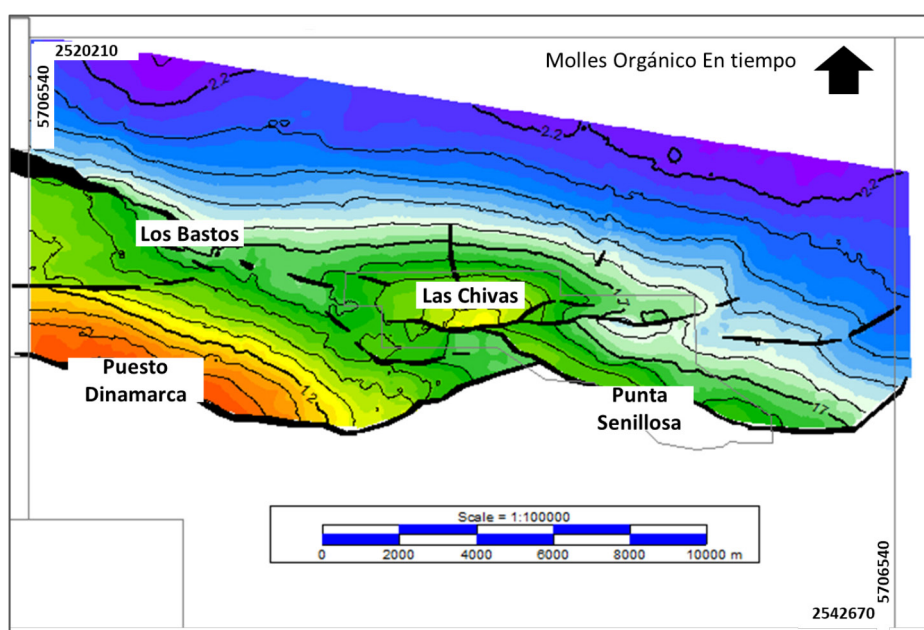


Figura 3. Mapa estructural en tiempo al tope del CTR2 Molles Orgánico.

Caracterización geoquímica del *play* de la sección de interés

Utilizando gráficos geoquímicos tradicionales se comparó el potencial del *play* con respecto a otros *plays* de Argentina. Para la caracterización del tipo de fluido se integraron valores de madurez obtenidos por distintos indicadores geoquímicos (reflectancia de la vitrinita, pirolisis y estudios sobre extractos). Con la vitrinita determinamos la profundidad de las ventanas. Gráficos S1/%TOC fueron utilizados para refinar el área en función del petróleo libre para el *play*. Utilizando los

mapas en profundidad se obtuvieron las geometrías de las ventanas de madurez del bloque. En función de la distribución de facies y espesor se definió el área útil para el *play* en ventana de petróleo.

Determinación del nivel de navegación - Evaluación petrofísica - Evaluación geomecánica

Para el análisis petrofísico se corrigió la densidad en función del contenido de materia orgánica. Se calculó la porosidad teniendo en cuenta la densidad del agua de formación y la matriz. Se calculó la capacidad de almacenamiento utilizando la metodología presentada por Veiga *et al.* (2018b). El *workflow* fue aplicado en todos los pozos en los que se disponía de información de perfiles (GR, RHOB y Resistividad) y valores del contenido de materia orgánica para la corrección de la densidad. Al no contar con información mineralógica se realizó un análisis de sensibilidad con distintas densidades de matriz obtenidas según la bibliografía.

La evaluación geomecánica comenzó con el análisis de esfuerzos actuales principales mediante el estudio de *break outs*, fracturas inducidas y *fast shear azimuth*. Los perfiles, los registros de perforación y presiones fueron utilizados para el cálculo de la presión poral, sobrecarga y Sh/Sv.

Finalmente la información petrofísica y geomecánica fue integrada y se definieron potenciales niveles de navegación que presentan las mejores características en conjunto.

Caracterización de la producción

Para evaluar el potencial del *play* se fracturó y se ensayó un intervalo de la Formación Los Molles de características geoquímicas favorables en ventana de petróleo. Se realizaron cálculos de estimación de la permeabilidad y la presión de reservorio a partir del *Diagnostic Fracture Injection Test* (DFIT) del pozo y se definieron las características del fluido en función del estudio PVT. Se evaluó la productividad del ensayo del pozo vertical y la producción fue normalizada para estimar la performance esperada con un pozo horizontal.

Aproximación volumétrica

Tomando como sección útil los niveles de navegación se realizó el cálculo del volumen. Los pozos fueron filtrados tomando aquellos que fueran representativos del área útil identificada. Se realizó un análisis de sensibilidad del potencial volumen de petróleo recuperable en función del volumen de roca estimulado y el factor de recobro. Los resultados fueron comparados con el pronóstico de producción del pozo tipo. En función de la geometría del área y el análisis de esfuerzos actuales se discutieron escenarios de desarrollo, donde se estimó la cantidad de pozos horizontales necesario para drenar el área útil.

RESULTADOS

El análisis secuencial de los registros de pozo permitió definir tres ciclos transgresivos regresivos (Fig. 4) dentro del Gr. Cuyo que fueron denominados Molles Basal (CTR1), Molles orgánico (CTR2) y Lajas (CTR3), 2 discordancias (Intraliásica y Intramálmica) y una discontinuidad dentro del CTR2. El primer ciclo (CTR1) es el de menor espesor, pero mayor variabilidad litológica. Los registros eléctricos se ven ruidosos, tanto el GR, RHOB y DT se observan con picos. Las líneas base de las curvas permitieron separar la parte inferior, dominadas por arenas de la superior dominada por calizas y pelitas. El límite inferior corresponde la discordancia Intraliásica. El límite del ciclo superior (SB1) coincide con el pase Molles Basal, sobre el cual solo se observan pelitas oscuras. Este límite se observa en los perfiles como punto de inflexión de los registros eléctricos, a medida que las pelitas se vuelven más negras la resistividad aumenta y la velocidad baja. El CTR2 registra el máximo de inundación definido en función del máximo de %TOC. Los perfiles permiten correlacionar un evento discordante dentro del ciclo (cambio notorio en GR y DT acompañado por la resistividad). Este cambio es más brusco en los pozos con menor espesor. El límite superior de este ciclo (SB2) corresponde con el aumento de margas acompañado con la disminución de GR y el aumento del DT. El ciclo CTR3 corresponde a un arreglo granocreciente pasando de margas y pelitas a arenas. El pase litoestratigráfico Molles se ubica dentro de este ciclo por debajo de la primera arena de la secuencia. El ciclo CTR3 termina de manera discordante por debajo de la base de Vaca Muerta (Intramálmica). En los pozos utilizados no se registra el ciclo Loteniano.

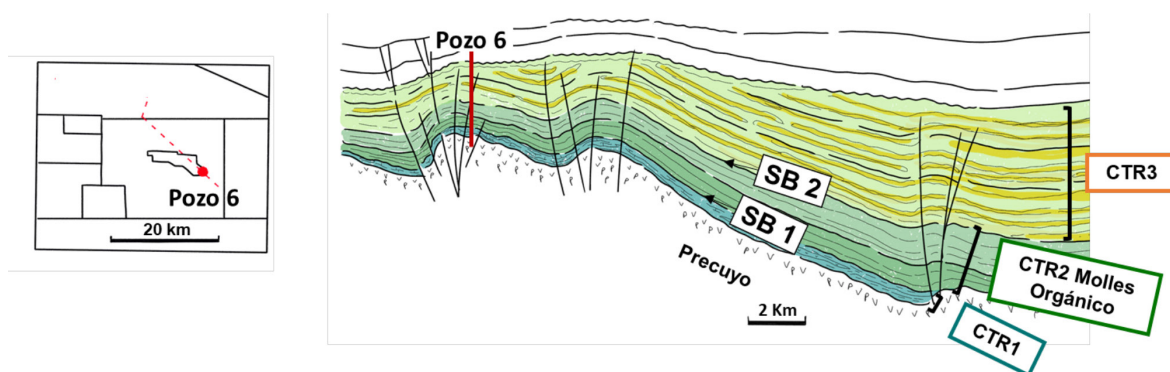


Figura 4. Representación de los ciclos transgresivo-regresivos para el registro depositacional del área.

A partir de la interpretación secuencial fueron calculados mapas de espesor para los dos ciclos inferiores (Fig. 5). Utilizándose solo los pozos que contengan un registro correlacionable del límite superior de la sucesión. El mapa obtenido se extiende en sentido ONO-ESE, principalmente debido a que los pozos se alinean, sesgados por la exploración y desarrollo de *plays* convencionales. Por esta razón solo se cuenta con información de los altos estructurales

coincidentes con los yacimientos de Puesto Dinamarca-Los Bastos Sur, Las Chivas y Punta Senillosa. En los mapas se puede observar una disminución de espesor de toda la secuencia hacia la zona de Las Chivas y la parte Oeste de Punta Senillosa y un aumento de espesor hacia los flancos de la estructura (Fig. 5).

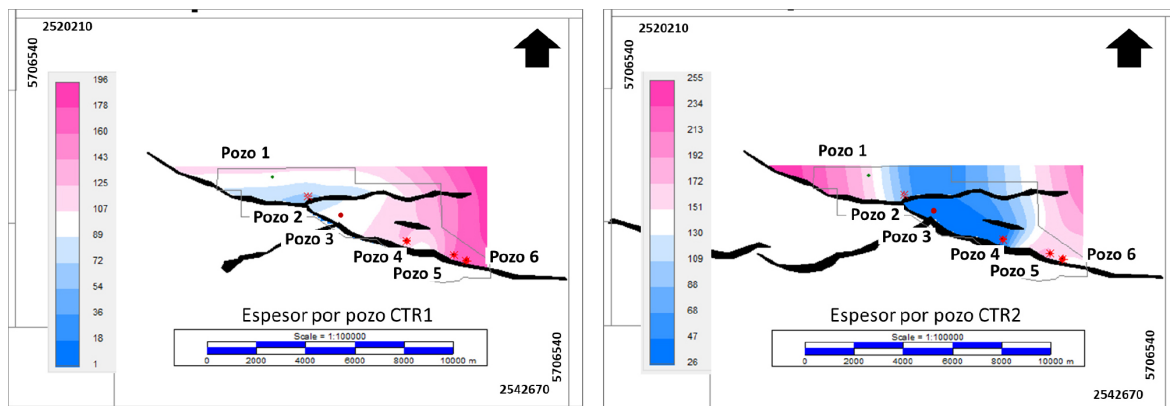


Figura 5. Mapas de espesor calculados por pozos para los ciclos transgresivos regresivos 1 y 2.

La disminución de espesor es acompañada por la disminución de participación de facies pelíticas. El primer ciclo muestra menor desarrollo en el alto de Las Chivas mientras que en el segundo ciclo la zona menos espesa se traslada levemente hacia el SE en dirección Punta Senillosa (Fig. 6). Para CTR3 la tendencia vuelve a ser similar a la del primer ciclo donde los menores espesores se observan en Las Chivas. En la zona de Puesto Dinamarca el registro es incompleto, no hay espesor conservado del CTR3 y el CTR2 se observa parcialmente erosionado estando en

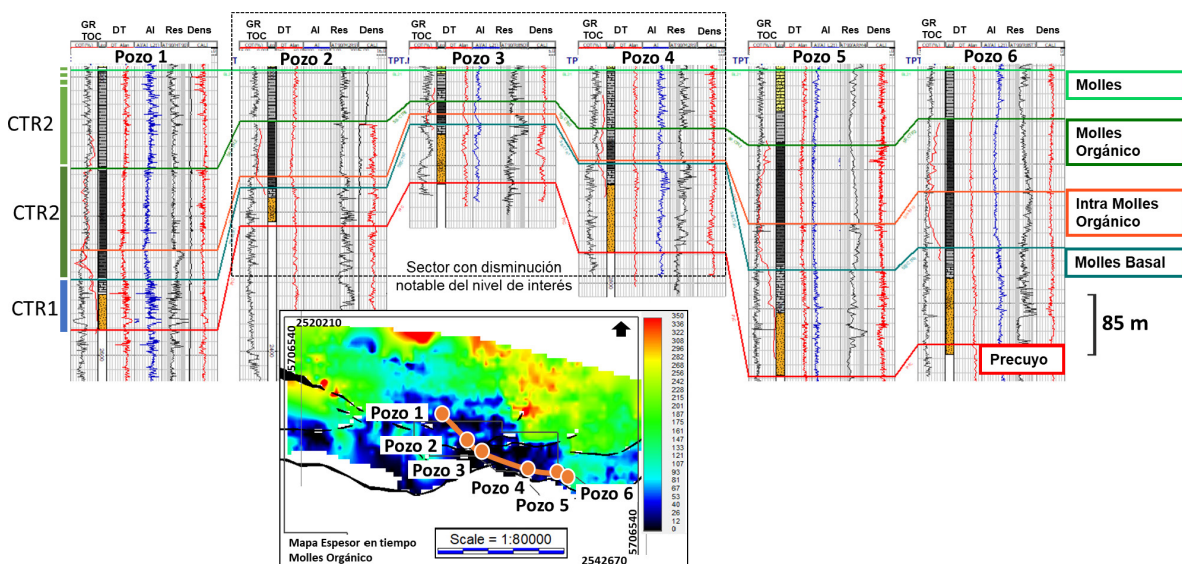


Figura 6. Correlación Oeste Este atravesando el alto de Las Chivas y Punta Senillosa para los markers Molles, Molles orgánico, Intra Molles orgánico, Molles Basal y Precuyo. Mapa de espesor calculado para la sección inferior de molles orgánico.

contacto con la base de la Formación Vaca Muerta. Sin embargo, las facies pelíticas conservadas en este sector tienen alto contenido de materia orgánica. Hacia el sur del bloque pocos pozos atraviesan parcialmente el Gr. Cuyo y no hay registro de pelitas oscuras.

Los mapas de espesores en tiempo calculados mostraron las mismas tendencias registradas en los pozos con mayor cobertura y definición. En general se observó un aumento gradual de espesor hacia el Norte (Fig. 7) reconociéndose discordancias progresivas con geometrías de *onlap* los cuales definen una geometría de cuña con engrosamiento de su espesor hacia el N. En el sector central del área (alto de Las chivas y Oeste de Punta Senillosa) se observa la disminución de espesor para toda la sucesión que se repite en menor escala en cada uno de los ciclos analizados. Los reflectores del CTR3 truncan a la base de la Formación Vaca Muerta, acentuándose en los altos estructurales donde presentan mayor inclinación. Hacia el norte la inclinación de los reflectores disminuye volviéndose paraconcordante. En el sector de Puesto Dinamarca el CTR 2 también trunca contra la base de la Formación Vaca Muerta. La discontinuidad dentro del CTR2 es sísmicamente continua y mapeable. Tiene una relación paraconcordante hacia los flancos de las estructuras y hacia los altos se observan terminaciones que truncan a la base, especialmente en secciones con sentido E-O. En sentido N-S el carácter discordante desaparece. Este reflector divide la secuencia pelítica en dos una superior con reflectores con amplitudes más bajas y poco continuos y otra inferior de reflectores más continuos y de mayor amplitud (Fig. 8).

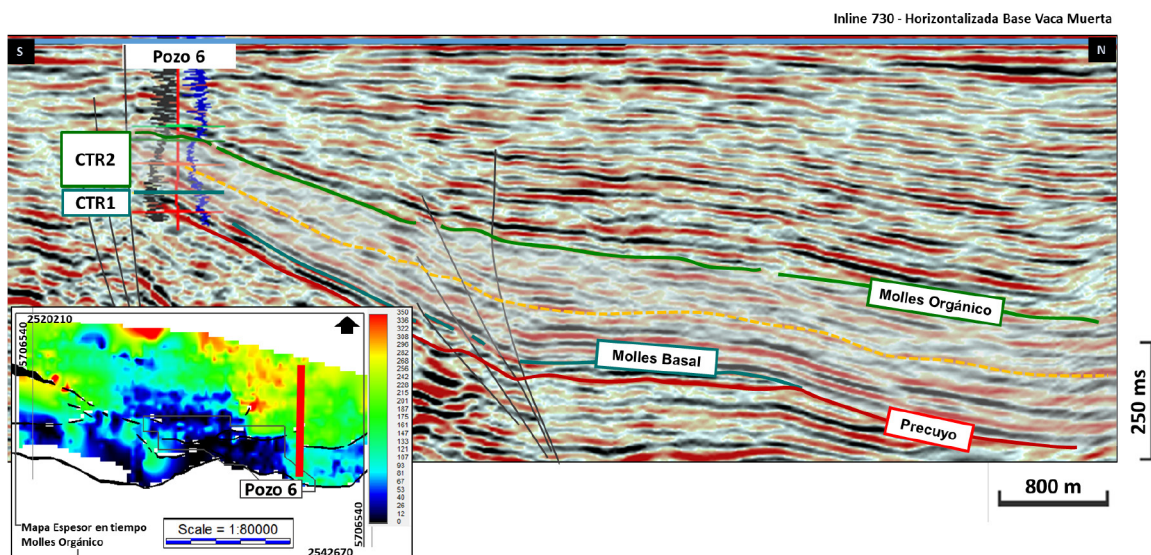


Figura 7. Inline N-S en la que se observa la correlación del pozo 6 con la información sísmica disponible. La secuencia aumenta el espesor hacia el norte.

La variación de espesores, la relación entre los reflectores y las fallas permitió definir el timing relativo de estructuras. Los lineamientos E-O a ONO-ESE se desarrollan primero, los siguen las estructuras compresivas NE-SO a NNE-SSO y finalmente se desarrollan las fallas N-S extensionales.

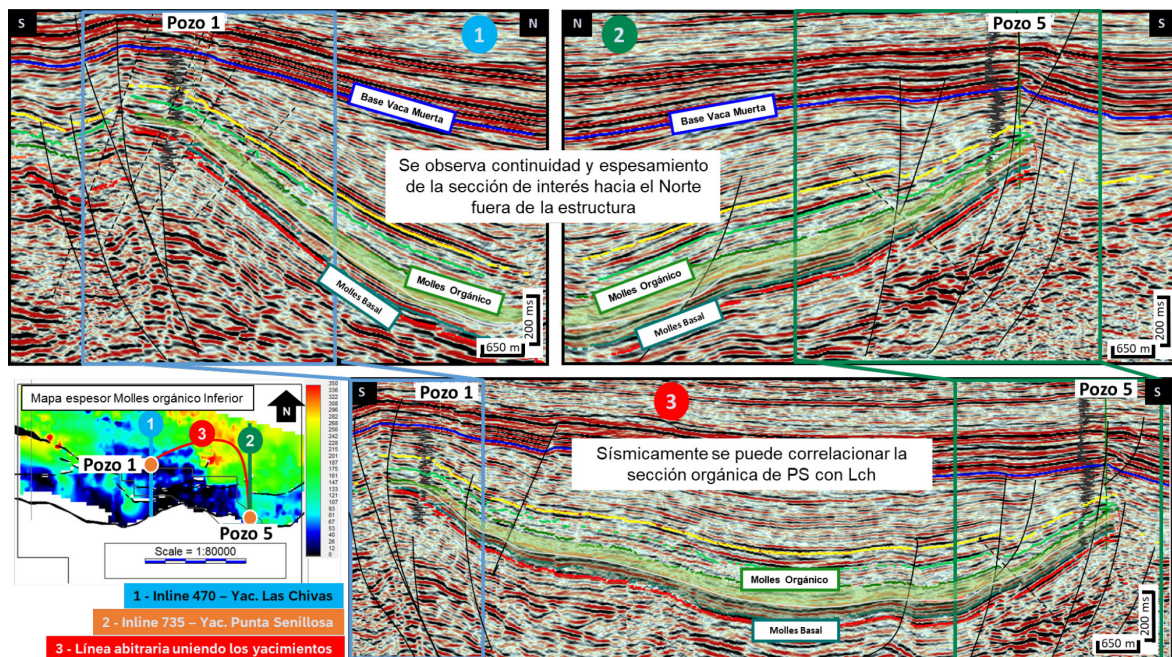


Figura 8. Líneas sísmicas interpretadas. 1-Inline 470 en sentido Sur-Norte sobre el yacimiento Las Chivas. 2-Inline 735 en sentido Norte-Sur sobre el yacimiento Punta Senillosa. 3- Línea arbitraria uniendo ambos yacimientos. Se observa en azul la base de la Formación Vaca Muerta y resaltado en verde la sección orgánica de la Formación Los Molles.

La integración de la información sísmica junto con la de los pozos permitió entender la evolución del registro sedimentario en el bloque Los Bastos (Fig. 9). El CTR1 registra la disminución de la actividad volcánica y el aumento del nivel del mar. Los ambientes sedimentarios son controlados por los altos preexistentes provocando variaciones de espesor y litológicas. El CTR2 representa el máximo de inundación del Gr.Cuyo en el área. De manera similar al ciclo anterior el espesor es menor en los altos estructurales, pero todos los pozos registran facies orgánicas. Los registros espesos y con mejores facies orgánicas se ubican hacia los flancos de las estructuras y

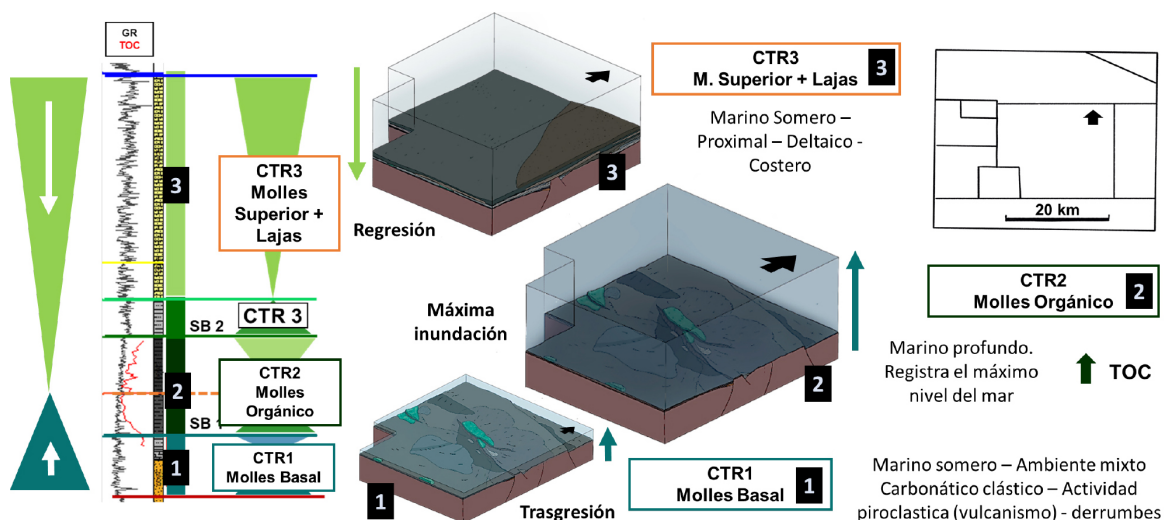


Figura 9. Block Diagrama para el bloque Los Bastos.

hacia el Norte del bloque. El CTR3 registra el avance del sistema deltaico progradante con un aumento del contenido de arenas y la disminución del contenido de materia orgánica.

El promedio de %TOC para la sección orgánica de Los Molles es de 1.9 % con un máximo de 4.2% (en Puesto Dinamarca). El promedio de contenido de materia orgánica en los pozos es variable. En la zona de Las Chivas y el Oeste de Punta Senillosa el contenido de materia orgánica disminuye y hacia los flancos de esta estructura el %TOC aumenta. El evento discordante dentro de CTR2 permitió dividir al intervalo orgánico y de interés petrolero en dos secciones. En aquellos pozos donde la relación es paraconcordante la posición de este límite es cercano a la superficie de máxima inundación donde se observa el máximo de %TOC.

Según los gráficos de S1/TOC los valores de profundidad en el que el *play* entra en ventana de petróleo libre (2500 m) definen un área de 75 km². Según los valores de reflectancia de la vitrinita el límite petróleo gas se encuentra en 3300 m de profundidad. En función del espesor mínimo desarrollable, la distribución de facies y la madurez se definió un área útil de 58 km² con buen desarrollo de facies orgánicas, espesor continuo y mayor a 50 m en ventana de petróleo libre. Los valores obtenidos mostraron mucha variabilidad con marcado desmejoramiento hacia los altos estructurales. Dentro del área útil los valores mostraron menos variabilidad con valores promedio de porosidad (10%) y saturación de agua (39%) (Fig. 9).

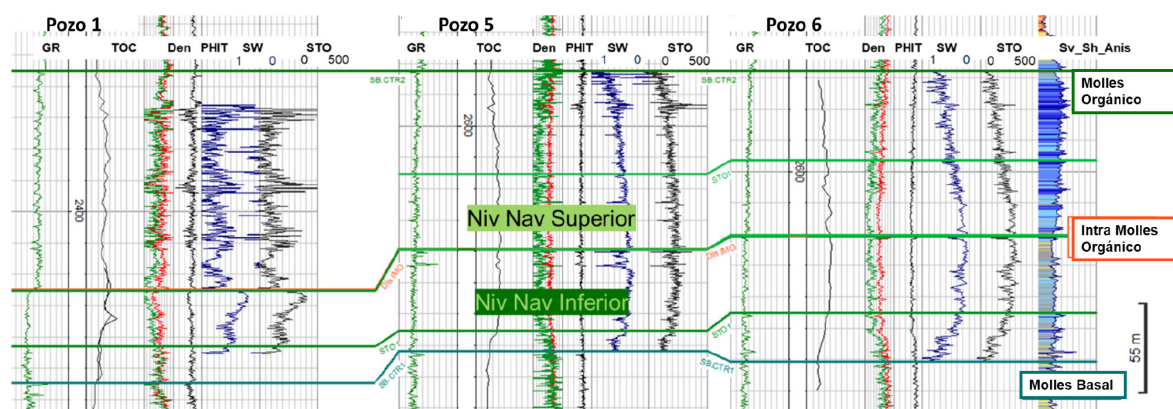


Figura 9. Análisis petrofísico de los pozos 1, 5 y 6. Y geomecánico del pozo 6.

En los pozos ubicados en los flancos estructurales donde el *play* está bien desarrollado los valores de porosidad y saturación mejoran junto con la resistividad y el contenido de materia orgánica. Los mejores valores se observan cercanos al máximo de inundación. En los altos donde el contacto discordante es más notable las propiedades petrofísicas son solo buenas por debajo de la discontinuidad. Por encima los valores de porosidad y saturación de agua empeoran drásticamente.

El análisis geomecánico permitió reconocer 2 ambientes geomecánicos homogéneos y 2 potenciales niveles de navegación. Coincidentemente los niveles de navegación quedaron

definidos por encima y por debajo de la discontinuidad. En estos niveles la porosidad varía entre 9 a 10% y la saturación de agua del 40 a 35%.

En el área se cuenta con un ensayo en la sección orgánica de la formación Los Molles que permitió obtener un pozo tipo que fue integrado al análisis y comparado con los volúmenes obtenidos según la aproximación probabilística. De acuerdo al DFIT realizado en el pozo se obtuvieron valores de permeabilidad mejores que la Formación Vaca Muerta en el área. En función de los valores de capacidad de almacenamiento obtenidos según el análisis petrofísico y los espesores definidos según la geomecánica se realizaron aproximaciones volumétricas para cada uno de los niveles de navegación identificados. La producción fue normalizada a un pozo de rama horizontal y los resultados fueron comparables a un pozo tipo de Vaca Muerta. Los resultados de este análisis no son presentados en esta publicación debido al carácter confidencial de esta información.

CONCLUSIONES

Las áreas Los Bastos-Punta Senillosa fueron afectadas por eventos transtensivos y transpresivos y por una posterior inversión tectónica que dio desarrollo a múltiples estratos de sincrecimiento, truncaciones e importantes discordancias dando lugar un registro de gran complejidad geológica.

En el área la distribución de pozos se encuentra sesgada por la exploración y desarrollo de los *plays* convencionales concentrada en los altos estructurales por la cual no hay control de pozos hacia los flancos de las estructuras. Debido a esto, fue necesario generar un modelo que permita extrapolar las propiedades petrofísicas para el cálculo del volumen de la acumulación y caracterizar el potencial de Los Molles como *play* no convencional en el área.

Para la generación del modelo:

- Se actualizaron las posiciones de los pases litoestratigráficos logrando definir tres ciclos transgresivos regresivos y una sección de interés como reservorio no convencional. Los resultados permitieron generar un modelo de evolución ambiental del sistema sedimentario para el bloque coherente con bloques vecinos y el estado de conocimiento del grupo a nivel regional.
- La información sísmica disponible se utilizó para caracterizar geométricamente la sección de interés. La inclinación varía entre 14° a 20° y el espesor aumenta de Sur a Norte. Dentro del área útil su continuidad lateral solamente se ve afectada el lineamiento NE-SO que separa Las Chivas de Punta Senillosa generando rechazo afectando la continuidad lateral.
- La integración de las secciones sísmicas representativas, la relación relativa de las estructuras y las variaciones locales del Gr. Cuyo, permitió conceptualizar en un block diagrama la evolución tectosedimentaria del área representando la evolución ambiental y estructural.

Se definió el área útil de 60 km² donde la sección orgánica se encuentra en ventana de petróleo.

Se definieron 2 niveles de navegación de 50m donde la porosidad varía entre 9 a 10% y la saturación de agua del 40 a 35%.

Se evaluó la productividad en un pozo vertical (PS-1011) en ventana de petróleo volátil. La producción fue normalizada a un pozo de rama horizontal y los resultados fueron comparables a un pozo tipo de Vaca Muerta.

Se realizó un análisis de sensibilidad del potencial volumen de petróleo recuperable en función del volumen de roca estimulado y el factor de recobro según el tipo de fluido. Los resultados fueron comparados con la expectativa del pozo tipo.

Aspectos como su mayor profundidad, heterogeneidad facial, complejidad estructural y variaciones locales de espesor del *play* fueron los principales factores que han demorado su evaluación. Sin embargo, en Los Bastos, fue posible generar un modelo que permita definir dónde estos factores críticos tienen comportamientos predecibles habilitando extrapolar las propiedades petrofísicas y realizar una aproximación volumétrica.

Para avanzar con la evaluación del *play* en el área será necesaria la perforación de un pozo horizontal para corroborar cómo es la performance de producción. En el caso de éxito el proyecto tendría sinergias con el *play* Vaca Muerta que se encuentra en su fase de *appraisal* en el área.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a los revisores de este trabajo por sus comentarios y correcciones. A nuestros compañeros de la dirección de Exploración y Desarrollo por todos los valiosos aportes, en especial a Alejandro Bande, y a Tecpetrol S.A. por permitir la publicación de este trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Brinkworth, W., Vocaturio, G., Loss, M.L., Mortaloni, E.M., Giunta, D.L., Massafiero, J.L., 2018. Estudio cronoestratigráfico y evolución paleo-ambiental del Jurásico Inferior-Medio en el engolfamiento de la cuenca Neuquina, Argentina, in: X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Sesiones Generales: "Energía y Sociedad, Aliados Inseparables". pp. 597-622.
- Cruz, C., Boll, A., Gómez Omil, R., Martínez, E.A., Arregui, C., Gulisano, C., Laffite, G.A., Villar, H.J., 2002. Hábitat de hidrocarburos y sistemas de carga los molles y vaca muerta en el sector central de la cuenca neuquina. Argentina, in: 5° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Mar Del Plata).
- Dellape, D.A., Mombru, C., Pando, G.A., Riccardi, A.C., Uliana, M.A., y Westermann, G.E.G., 1979. Edad y correlación de la formación Tábanos en Chacay Melehue y otras localidades de Neuquén y Mendoza. Con consideración sobre

- la distribución y significado. *Obra del Centenario del Museo de la Plata* V:81-105.
- Folguera, A., Introcaso, A., Giménez, M., Riuz, P.M., Tunstall, C., García Morabito & Ramos, V.A. 2007. Crustal attenuation in the Southern Andean retroarc (38°-39°30'S) determined from tectonic and gravimetric studies: The Lonco-Luán asthenosferic anomaly. *Tectonophysics* 439 (2007): 129-147.
- Giunta D., Fernandez L.P., Poblet J., Massafiero J.L., 2018. Evolución tectosedimentaria del grupo cuyo en el ámbito occidental de la Dorsal de Huincul, Cuenca Neuquina, Argentina. *X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Simposio de Recursos No Convencionales: hacia una Nueva Convención.*
- Gulisano, C., and G. Pando, 1981, Estratigrafía y facies de los depósitos jurásicos entre Piedra del Águila y Sañicó, Departamento Collón Cura, Provincia del Neuquén. *XIII Congreso Geológico Argentino, Buenos Aires, Argentina*, v. 3, p. 553-577.
- Hechem, J. J., D. A. Wavrek, M. L. Fernández, F. Pángaro, and H. J. Verzi, 2003, Gas systems in the central region of the Neuquén Basin, Argentina: AAPG Annual Meeting, Salt Lake City, Utah, Mayo, 2003
- Legarreta, L. y Gulisano, C., 1989. Análisis estratigráfico secuencial de la Cuenca Neuquina (Triásico superior – Terciario inferior), Argentina. En Chelbi, G. A. y L.A. Spalletti (Eds.): *Cuencas Sedimentarias Argentinas. Serie Correlación Geológica*, 6:221-243. San Miguel de Tucumán.
- Legarreta, L., and H. J. Villar, 2012, Las facies generadoras de hidrocarburos de la Cuenca Neuquina. *Petrotecnia*, v. 54, no. 3, p. 14-39.
- Llambías, E.J., Quenardelle, S., Montenegro, T., 2003. The Choiyoi Group from central Argentina: a sub-alkaline transitional to alkaline association in the craton adjacent to the active margin of the Gondwana continent. *J. South Am. Earth Sci.* 16, 243-257.
- Mosquera, A., 2002. Inversión tectónica jurásico inferior en el sector central de la Dorsal de Huincul, Área Los Bastos. *IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos*. Mar del Plata, 2002.
- Mosquera, A. 2008. Mecánica de deformación de la Cuenca Neuquina. Tesis Doctoral. Universidad de Buenos Aires. (Inédito)
- Mosquera, A. & Ramos, V.A. 2009. An integrated tectonic model for the late paleozoic deformation of southern Gondwana. *AAPG International Meeting*. Río de Janeiro. Abstracts CD.
- Mosquera, A., Silvestro, J., Ramos, V., Alarcón, M. y Zubiri, M., 2011. La estructura de la Dorsal de Huincul. *Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino, Neuquén*, 2011: 385-397.
- Pángaro, F., Pereira, D.M., Micucci, E., 2009. El sinrift de la dorsal de Huincul, Cuenca Neuquina: Evolución y control sobre la estratigrafía y estructura del área. *Rev. la Asoc. Geológica Argentina* 65, 265-277.
- Privat Aurélie Marie-Luce Jenny., 2019. Sedimentology and tectono-stratigraphic development of the syn- to post-rift transition in Southern Neuquén Basin (Argentina) and controls on early post-rift submarine lobes of the Los Molles Formation. Doctor of philosophy in geosciences thesis, University of Leeds, School of Earth and Environment, United Kingdom.
- Ramos, V. A., M. Naipauer, H. A. Leanza, y M. E. Sigismondi, 2020, An exceptional tectonic setting along the Andean continental margin, in D. Minisini, M. Fantín, I. Lanusse Noguera, and H. A. Leanza, eds., *Integrated geology of unconventional: The case of the Vaca Muerta play*, Argentina: AAPG Memoir 121, p. 25-38

- Silvestro, J. & Zubiri, M., 2008. Convergencia Oblicua: Modelo estructural alternativo para la Dorsal Neuquina (39°S)-Neuquén. RAGA, 63: 49-64.
- Veiga R.D., G.D.Vergani, I. E.Brissón, C. E. Macellari, y H. A. Leanza. The Neuquén Super Basin. AAPG Bulletin, v. 104, no. 12 (December 2020), pp. 2521–255
- Veiga, R., A. Bande, A., E. Micucci, C. Macellari. 2018b. Gas storage capacity in Vaca Muerta formation. Neuquen Basin. Argentina. X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza, Argentina November 5–9, 2018,
- Veiga, R., A. Bande, A. Mosquera, and J. Alonso, 2018a, Análisis de patrones de migración de hidrocarburos en la plataforma nor-oriental de la Cuenca Neuquina. Provincia de Río Negro-Argentina. X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza, Argentina, November 5–9, 2018, p. 245–266.
- Veiga, RD., Vergani. G.D, Brissón I.E., Macelari C.E., Leanza H.A. 2020. The Neuquen super basin. AAPG Bulletin. V. 104, No 12 (diciembre 2020) pp 2521-2555
- Vergani, G.D., Tankard, A.J., Bellotti H.J. y Welsink, H.J., 1995. Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquén Basin, Argentina. En A.J. Tankard, R. Suarez y H.J. Welsink (Eds.), Petroleum Basin of South America. American Association of Petroleum Geologist Memoir 62:383-402.
- Villar, H. J., L. Legarreta, C. E. Cruz, G. A. Laffitte, y G. D. Vergani, 2005, Los cinco sistemas petroleros coexistentes en el sector sudeste de la Cuenca Neuquina: Definición geoquímica y comparación a lo largo de una transecta de 150 km. IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos, Mar del Plata, Argentina, November 15–19, 2005, p. 34–49.
- Wavrek, D., J. Quick, J. Collister, N. Dahdah, G. Laffitte, y S. del V'ó, 1994, Neuquén Basin, Argentina: An integrated geochemistry study: Columbia, South Carolina, Earth Sciences and Resources Institute and YPF Technical Report 94-08-422, 778 p.
- Zavala, C. A., 1996b. High resolution sequence stratigraphy in the middle Jurassic Cuyo Group, South Neuquen Basin, Argentina. En A. C. Riccardi (Ed.), Advances in Jurassic Research. GeoReserch Forum 1-2: 295-304

