

POTENCIAL EXPLORATORIO PARA LA FORMACIÓN VACA MUERTA EN EL SUR DE MENDOZA, ARGENTINA

Julián Fantín¹, Carolina González¹

1: YPF S.A. julian.fantin@ypf.com, laura.c.gonzalez@ypf.com

Palabras clave: Exploración, No Convencional, Mendoza, Reservorio *Shale*

ABSTRACT

Vaca Muerta Fm. has been widely studied as an unconventional reservoir in the center of the Neuquén basin where it's in development stage. However, there are still underexplored areas, due to their higher geological risk, mainly thermal maturity, overpressure, presence of igneous rocks and high structural complexity. The study area of this work corresponds to the southern Mendoza sector of the basin.

From the available seismic information, both 3D and 2D, structural maps, isopach maps, and seismic attributes were constructed, which allowed identifying areas with greater structural complexity and potential levels of high organic content. In addition, through the well logs information, petrophysical evaluation was performed, identifying potential intervals of interest.

Due to the low availability of data to evaluate the potential of the source rock, an important data collection campaign was carried out, which allowed to update and generate new maps, and to evaluate the different properties of the source rock as a shale reservoir.

The result of the new data has been very encouraging, showing that Vaca Muerta Fm. in the area of interest, like other sectors of the basin, is very rich, by far exceeding 2% of TOC, with more than 150m of organic thickness, and much of the studied region is in the black oil generation window, with vitrinite reflectance values measured in cutting between 0.8 and 1% Ro. As for the mineralogy, it presents suitable values for an unconventional fracking stimulation. A geomechanical model was calibrated with a DFIT performed in a well already drilled, whose analysis shows pore pressure gradient values above 0.7 psi/ft.

From the integration of all the data obtained from this work, this sector of the basin has been revalued and exploratory wells have been defined to delineate the area and evaluate the potential of Vaca Muerta Fm.

INTRODUCCIÓN

Este trabajo hace foco en la apertura de nuevas fronteras exploratorias para la Fm. Vaca Muerta, en zonas donde se cuenta con poca información para la caracterización de dicha unidad como potencial reservorio No Convencional. La zona de estudio comprende la región centro norte de la cuenca neuquina en las adyacencias del río Colorado, en el margen mendocino. Esta región se presenta como una oportunidad de ser explorada, para ello se realizó una campaña para

obtener nuevos datos de pozos que permitieran caracterizar la roca madre, tales como nuevos estudios geoquímicos y estudios geomecánicos regionales. Además, se incluyó la reinterpretación de la información que se encontraba disponible pero que se utilizaba para búsqueda de otros objetivos, tal como la sísmica y la petrofísica, en este caso poniendo como objetivo principal la evaluación de la Fm. Vaca Muerta como reservorio no convencional.

A partir de estos nuevos estudios se han obtenido resultados alentadores que muestran que las fronteras de Vaca Muerta pueden ser ampliadas en una importante región de la provincia de Mendoza.

UBICACIÓN Y CONTEXTO GEOLÓGICO REGIONAL

El presente trabajo se enfoca en estudiar el potencial de la Fm. Vaca Muerta en la zona sur de Mendoza, en las cercanías del Río Colorado. Al momento de iniciado este trabajo, esta zona se encontraba poco estudiada, únicamente existían en los archivos de YPF algunos datos aislados de pozos y afloramientos. Sumado a esto, se contaba con escasos antecedentes que evaluaban dicha unidad como reservorio No Convencional.

La zona de estudio a escala regional comprende aproximadamente 3.200 km², de los cuales se hizo foco en 1.500 km² ubicados en el margen norte del Río Colorado en la provincia de Mendoza, perteneciendo 100% a áreas de concesión operadas por YPF. En toda esta extensión se trabajó con datos de pozos (producción, perfiles, geoquímica y presiones), información sísmica 3D y 2D, y de afloramientos.

Según el trabajo de Domínguez *et al.* (2020), la Fm. Vaca Muerta en la posición de la cuenca estudiada, se encuentra al este de los ejes de subsidencia de Chos Malal y del sur de Mendoza, por delante de la faja plegada y corrida que se levantó durante el Cenozoico. El límite occidental en subsuelo de la zona de estudio es justamente el frente de la faja plegada y corrida, en cambio el límite oriental está definido por la región donde la roca madre se encontraría inmadura, es decir con valor de reflectancia de la vitrinita, medido en %Ro, inferior a 0,8. En cuanto al dominio paleo-morfoestructural definido a nivel regional, la zona de estudio está posicionada en el dominio denominado flanco oriental, el cual tiene una orientación NNO-SSE, con suaves pendientes hacia el oeste y mayor presencia de facies carbonáticas, típicas de una rampa carbonática de poca profundidad. Además, el área de trabajo se ubica al norte del paleoalto de Puerta Curaco, por delante del depocentro de Huantraico, el cual fue perforado en Filo Morado, presentando un espesor de Vaca Muerta superior a los 550 m (Domínguez *et al.* 2020). En la Figura 1 se presentan los dominios morfoestructurales a nivel regional, donde se resalta la ubicación de zona de trabajo.

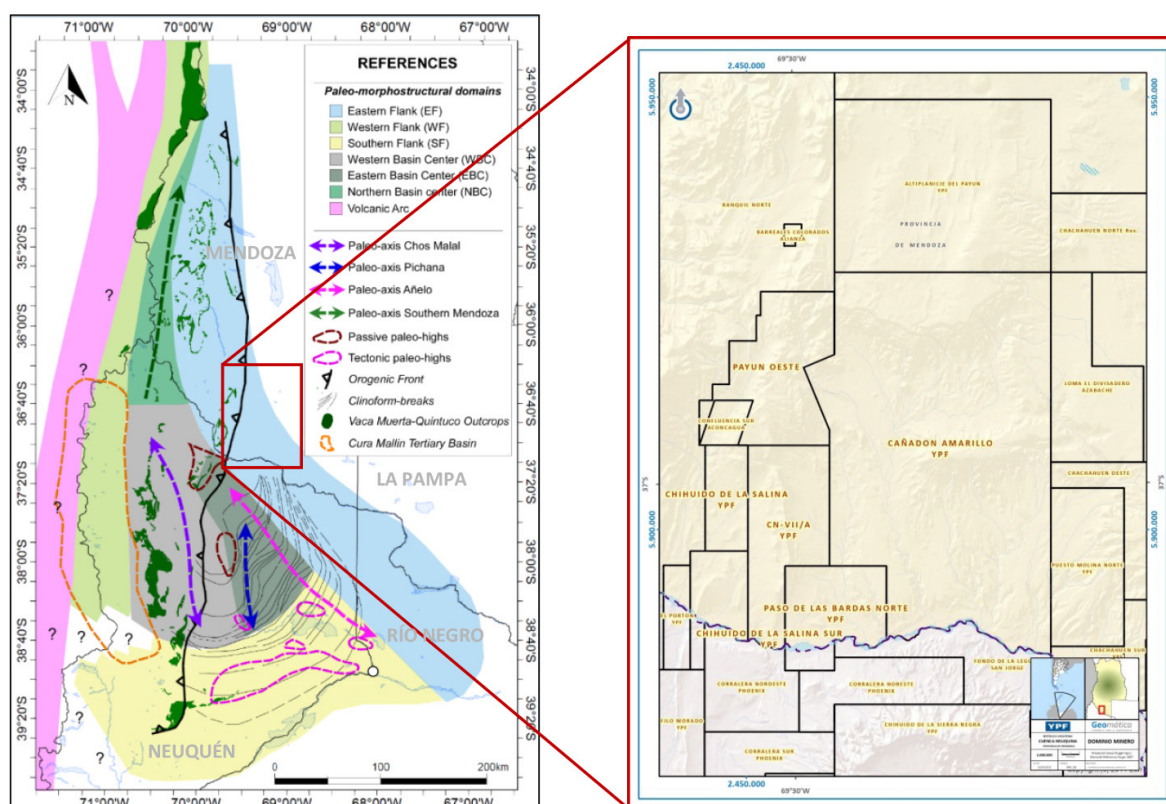


Figura 1. Ubicación de la zona de trabajo dentro de los dominios morfoestructurales regionales. Tomado y modificado de Domínguez *et al.* (2020).

ANTECEDENTES Y RIESGOS GEOLÓGICOS

La Fm. Vaca Muerta en esta zona de la Cuenca Neuquina posee un espesor que varía entre 550 m en la zona de Filo Morado a menos de 150 m hacia el noreste, en los límites del bloque Cañadón Amarillo. La madurez de la roca indica que la zona de interés se encuentra en ventana de petróleo (%Ro entre 0,8 y 1,0).

Con respecto a antecedentes de producción de Vaca Muerta como reservorio No Convencional en la zona, existen a la fecha escasos sondeos que hayan evaluado la roca madre como reservorio *shale*, y vale aclarar que ninguno de ellos corresponde a pozos horizontales, como se hace en la actualidad en los campos en etapa de desarrollo. El único pozo que probó esta unidad en el ámbito del río Colorado del sector mendocino y que posee un antecedente de producción es el pozo La Fija.x-1, el cual en el año 2011 realizó varias estimulaciones hidráulicas y estuvo en producción durante algunos años, acumulando petróleo con una densidad de 25°API. Del otro margen del río, esta unidad se evaluó con el pozo Corralera .x-1 en el año 2012, el cual fue fracturado y durante el ensayo extrajo petróleo de 44°API, con alto % de CO₂. Este pozo no quedó en producción.

Uno de los principales desafíos de la exploración de la Fm. Vaca Muerta hacia nuevas fronteras exploratorias es convivir con un mayor riesgo geológico, el cual puede llegar a afectar la potencial

productividad de la formación. Dentro de los riesgos que se han identificado y podrían afectar la performance de esta unidad en la zona de estudio, se encuentran los siguientes:

- Tipo de fluido a encontrar, relacionado a la madurez de la roca madre. Esta zona posee muy pocos datos de petróleo producido de Vaca Muerta. Sin embargo, se encuentra por encima del límite de madurez de %Ro considerado en 0,8. Este límite es el que se establece actualmente como la madurez mínima para que el fluido potencial a producir sea comercialmente económico.

- Presencia de intrusivos ígneos, presentes en la zona sur en Chihuido de la Sierra Negra (ChSN) y en Altiplanicie del Payún (AdP). En Paso Bardas Norte (PBN) se han atravesado intrusivos en formaciones infrayacentes, en el Gr. Lotena y Gr. Cuyo. La presencia de cuerpos ígneos implica un potencial riesgo en una etapa de terminación ya que podrían actuar de barreras en el crecimiento de fracturas hidráulicas. Además, podrían aportar agua de formación y CO₂.

- Presencia de CO₂ como consecuencia del vulcanismo terciario. Antecedentes cercanos en la Fm. Vaca Muerta en ChSN y en AdP. En PBN existen antecedentes de CO₂ en la Fm. Lotena y el Gr. Cuyo, cuya presencia estaría relacionada a fallas profundas.

- El gradiente de presión poral de formación obtenido de un DFIT realizado en un pozo de la zona, es de alrededor de 0.7 psi/ft, lo cual está en concordancia con la tendencia regional. Sin embargo, este valor es inferior a los encontrados en los campos en desarrollo, representando un riesgo para la potencial productividad de un pozo.

- Alta complejidad estructural hacia el oeste de la zona, presencia de fallas y variaciones locales de los esfuerzos horizontales. Posibilidad de presencia de fallas subsísmicas.

- La región noreste de la zona en ventana de madurez presenta una disminución de la profundidad del tope de la formación, con valores cercanos 1.800 m en Cañadón Amarillo, pudiendo representar un riesgo asociado a bajas presiones de formación.

METODOLOGÍA DE TRABAJO

Se realizó la interpretación de la sísmica disponible, tanto 3D como 2D, se construyeron mapas estructurales e isopáquicos, y se realizaron atributos sísmicos los cuales permitieron identificar zonas con mayor complejidad estructural y potenciales niveles de alto contenido orgánico. Asimismo, con los perfiles eléctricos disponibles se realizó la evaluación petrofísica, identificando principales intervalos de interés.

A partir de la escasa disponibilidad de datos para evaluar la Fm. Vaca Muerta como potencial reservorio *shale*, el principal desafío consistió en una detallada revisión de la calidad de la información existente, y en la toma de nuevos datos geoquímicos, mineralógicos, geomecánicos y de presiones de reservorio. Con la incorporación de la nueva información se actualizaron los mapas de las distintas propiedades (Madurez, TOC, presión Poral, densidad/gravedad del petróleo en grados API) integrando la zona de estudio con los mapas regionales.

RESULTADOS

De los datos analizados surgieron los resultados descriptos a continuación.

Geoquímica

Como se mencionó anteriormente, se llevó a cabo una importante campaña de toma de datos, entre los cuales el objetivo principal fue la caracterización, a través de estudios geoquímicos, de la Fm. Vaca Muerta como potencial no convencional. Se seleccionaron pozos con muestras de *cutting* y se enviaron al laboratorio para realizarles en principio, estudios de TOC y Pirólisis, y luego con estos resultados, se seleccionaron entre 3 y 5 muestras en cada pozo para obtener datos de reflectancia de vitrinita (%Ro). El objetivo de esta toma de datos fue generar mapas con una densidad homogénea, para finalmente aumentar la confianza de los mismos y sumar este ámbito a los mapas regionales de la cuenca. En total, fueron incorporados 14 pozos con muestras de *cutting* para TOC y Pirólisis, y de 9 de esos pozos se obtuvieron datos de %Ro medido en laboratorio.

Analizando los mapas, se puede observar que la distribución de riqueza orgánica (%TOC) de la roca madre es homogénea para toda el área, siendo superior al 2%, clasificando la roca madre

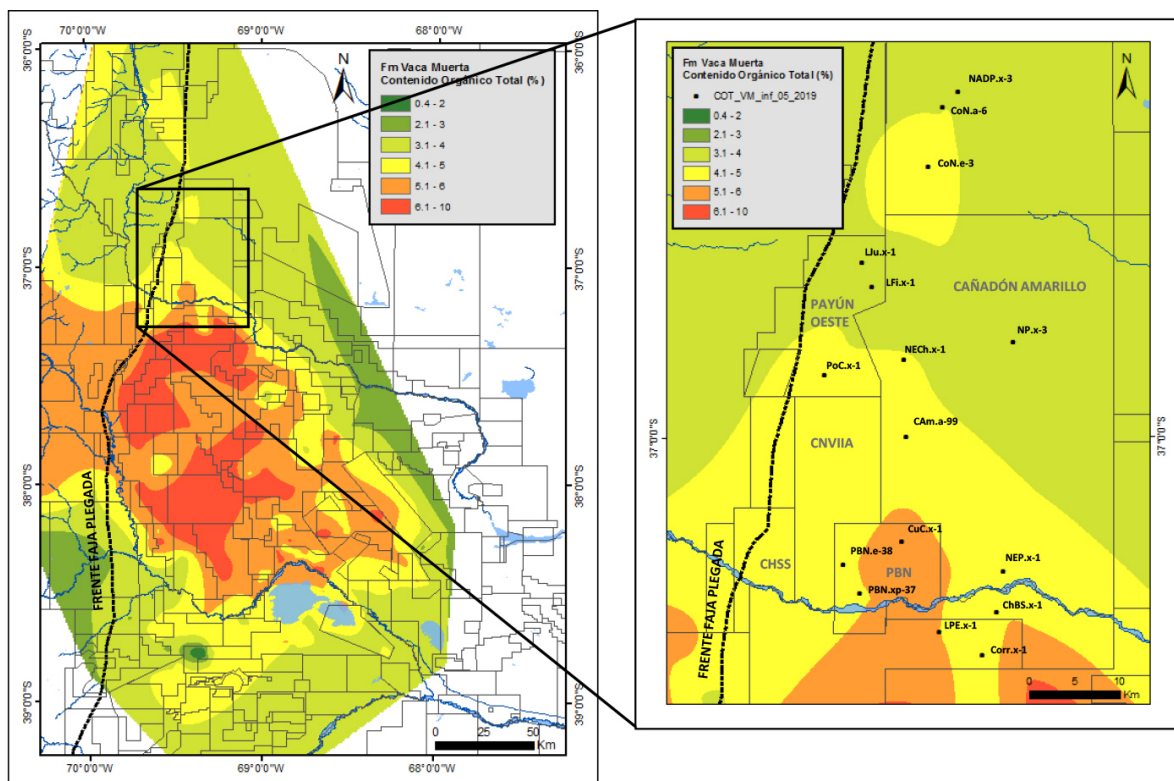


Figura 2. Distribución de la riqueza orgánica total (TOC) de la roca madre a escala regional y un zoom a la zona de estudio.

como muy buena. En la Figura 2 se presenta el mapa regional de riqueza orgánica de la roca madre, con un mayor detalle de la zona de este trabajo.

En cuanto a los mapas de madurez (%Ro), para la sección inferior de Vaca Muerta, la cual incluye la cocina y el orgánico inferior, la zona evaluada se encuentra por encima del valor de 0.8 %Ro, el cual aumenta hacia el sudoeste. Este límite indica que la roca madre se encuentra en ventana de petróleo, lo cual representa un potencial fluido económicamente rentable.

Adicionalmente, se realizó el mapa de Índice de Hidrógeno (IH). Éste es un parámetro de madurez que ha demostrado tener buena correlación para otros sectores de la cuenca. En el mismo se puede observar que toda la sección de Vaca Muerta se encuentra comprendida entre los valores de IH de 400 y 200, lo cual estaría indicando que la roca madre se encuentra en ventana de petróleo negro. La base de la unidad hacia la zona sudoeste estaría ingresando en ventana de petróleo volátil, con valores cercanos de IH de 150. En la Figura 3 se muestran mapas con los parámetros que permiten caracterizar la madurez de la roca madre.

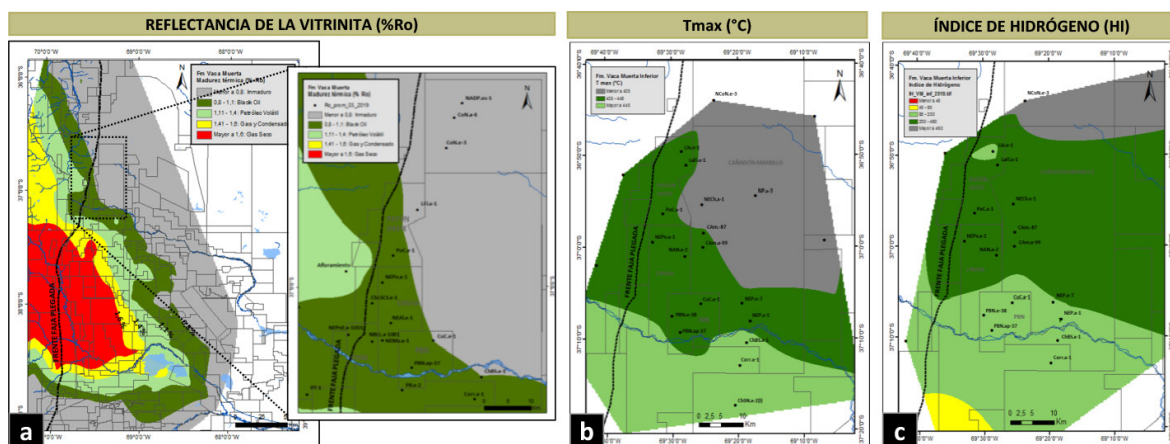


Figura 3. Mapas de madurez de la Roca Madre. a) Mapa de reflectancia de la vitrinita regional y zoom del mismo parámetro sobre el área de trabajo. b) Mapa Tmax de la zona de trabajo y c) mapa de la misma zona de Índice de Hidrógeno (IH).

Cuando se graficaron los datos de IH de toda la cuenca junto con los datos de densidad del petróleo en °API, se observó una muy buena correlación, la cual permite predecir el tipo de fluido a encontrar a partir del dato del IH, tal como se indica en la Figura 4a. Según este gráfico, para la zona de estudio, para valores de IH promedio de 200 se esperaría un fluido de 38-40 °API. Este valor es coherente con los datos obtenidos de pozos que se ensayaron en la zona. Además, en la Figura 4b se muestra un mapa de °API de toda la Cuenca Neuquina, donde los puntos negros corresponden a los datos de laboratorio de petróleo obtenidos de pozos con producción de Fm. Vaca Muerta. En dicha figura se observa claramente la falta de datos de esta unidad en la zona de estudio.

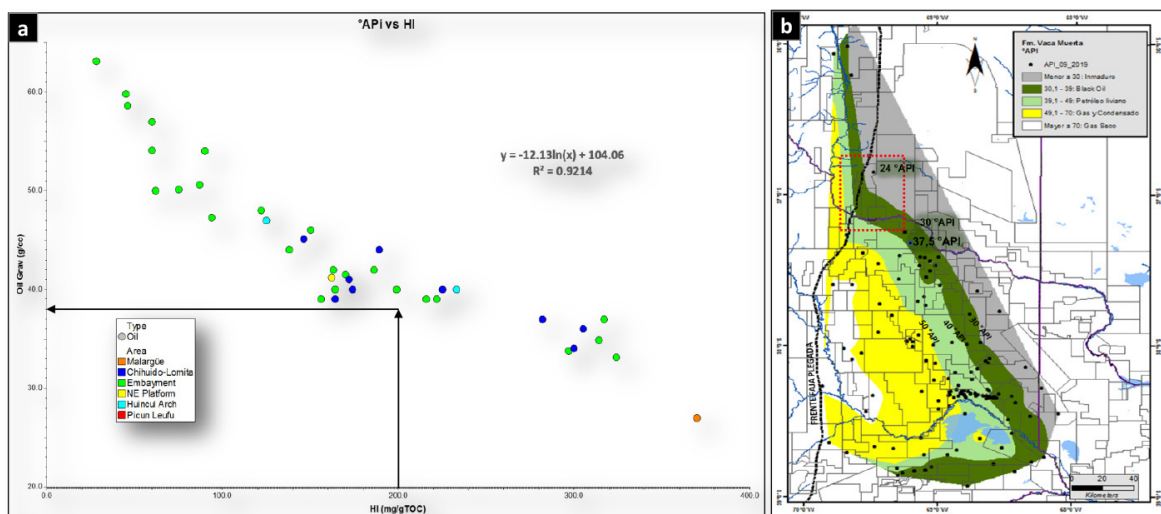


Figura 4. a) Gráfico IH vs °API para la predicción del fluido a explorar en la zona de estudio. b) Mapa de gravedad °API regional de la cuenca neuquina, donde se destacan los datos de pozos cercanos.

Otro de los parámetros de madurez del cual se construyó un mapa, es el de Temperatura Máxima del pico S2 medido en la pirólisis (Tmax), el cual muestra una buena correlación respecto a los mapas de IH y %Ro mencionados anteriormente. Según los resultados, toda la sección de Vaca Muerta se encontraría en ventana de petróleo negro, con valores de Tmax entre 435 y 445. Hacia el noreste, en el bloque Cañadón Amarillo, los valores indican una zona inmadura. Al igual que el mapa de IH, para el intervalo inferior de la unidad, el mapa de Tmax muestra que el sector sudoeste podría estar entrando en ventana de petróleo volátil (Fig. 3c).

Mineralogía

La difracción de rayos x (DRX) permite la determinación de la composición mineralógica de los diferentes tipos de rocas, incluyendo también la discriminación de tipos de arcilla, y por lo tanto es una herramienta importante en la caracterización de los reservorios no convencionales tipo *shale*. En cuanto a la disponibilidad de datos mineralógicos para el área evaluada, se utilizaron 5 pozos con análisis de DRX en *cutting* correspondiente a la Fm. Vaca Muerta. En la Figura 5 se muestra una correlación de los mismos y puede observarse que en todos los casos el porcentaje de fracción arcilla no supera el 40% (color gris), valor establecido como *cutoff* y que indicaría buena fracturabilidad de la roca para ser estimulada. Se observa además un alto contenido de carbonatos (color celeste), y un aumento del porcentaje de cuarzo (color amarillo) en el intervalo inferior, que indicaría mayor fragilidad de este nivel. Al comparar en un gráfico ternario (Qz-F/CO3/Arcillas) los valores de los pozos de la zona analizada (representados en la Figura 5 con colores rojo y verde) con los pozos del resto de la cuenca, se observa una buena correlación.

Petrofísica

Se realizó la interpretación petrofísica para caracterizar reservorios tipo *shale*, de 15 pozos, distribuidos a lo largo de la zona de trabajo. Es importante remarcar que los pozos de toda el área no tuvieron como objetivo principal explorar la Fm. Vaca Muerta, por lo que el *set* de perfiles registrado no se encuentra completo, si se compara con un *set* característico de pozos no convencionales.

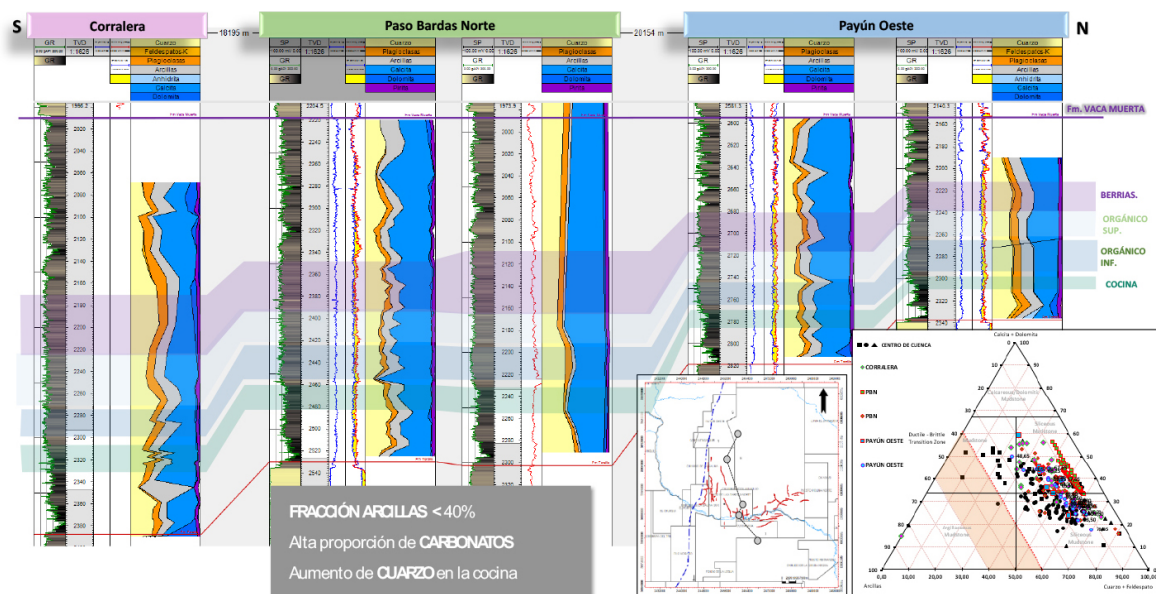


Figura 5. Composición mineralógica en pozos de la zona de cercana al Rio Colorado. Los gráficos ternarios (Qz-F/Co3/Arcillas) muestran una buena correlación entre los pozos de la zona (en rojo y verde) y pozos de toda la cuenca (en negro).

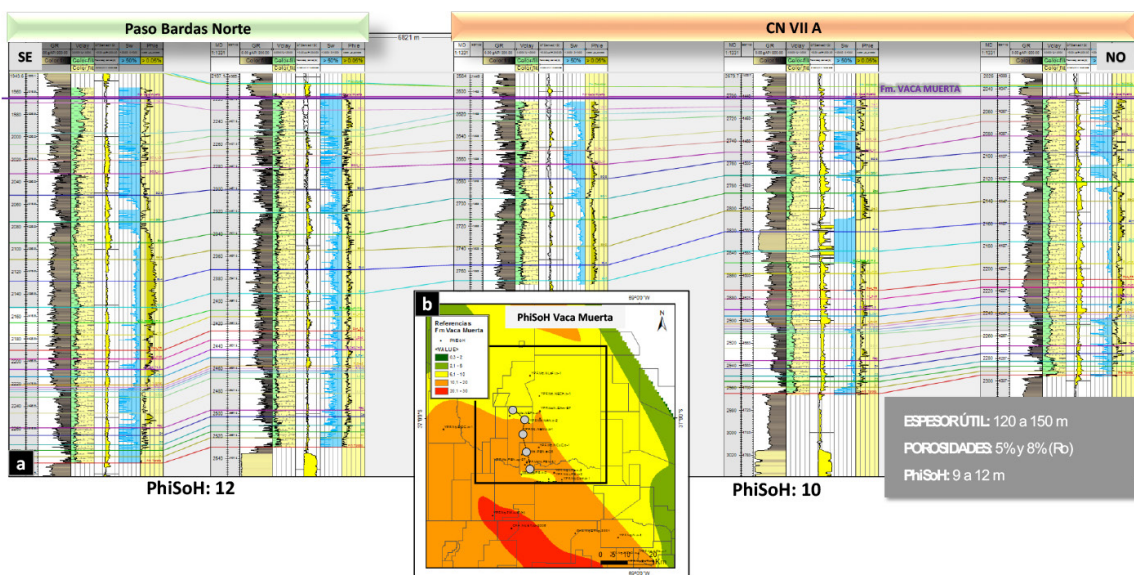


Figura 6. a) Sección estratigráfica horizontalizada al tope de la Fm. Vaca Muerta con la interpretación petrofísica. b) Mapa de distribución de PhiSoH de la parte norte de la cuenca.

Los *cutoff* utilizados para esta interpretación fueron $SW < 0.5$ y $TOC > 2\%$. Dentro de los parámetros calculados, con la interpretación petrofísica se obtuvieron valores de Φ_{SoH} , de todo el intervalo de la Fm. Vaca Muerta, a partir de los cuales se puede hacer una identificación de las mejores zonas con potencial reservorio en la unidad. En la Figura 6 se muestra la distribución de este parámetro en el área de estudio. Se puede observar que el Φ_{SoH} calculado va en aumento desde el norte hacia el sur.

Geomecánica

Como parte de la evaluación del potencial de la Fm. Vaca Muerta en el ámbito de estudio, se construyó un modelo geomecánico anisotrópico 1D. Se auditó la información proveniente de reportes de perforación, terminación, geología y evaluación de formaciones y, finalmente, se utilizaron 14 pozos de correlación distribuidos en toda la zona de interés.

La presión de poro estimada y calibrada a partir de ensayos DFITs de la zona, se encuentra en el orden de los 0.7 psi/ft para los niveles orgánicos y cocina. Se estima además incrementa hacia sur.

Se calculó un régimen de esfuerzos normal, con anisotropía S_v/S_{hmin} del orden del 30%. No se observan contrastes significativos en los perfiles de esfuerzos y anisotropía entre los mismos,

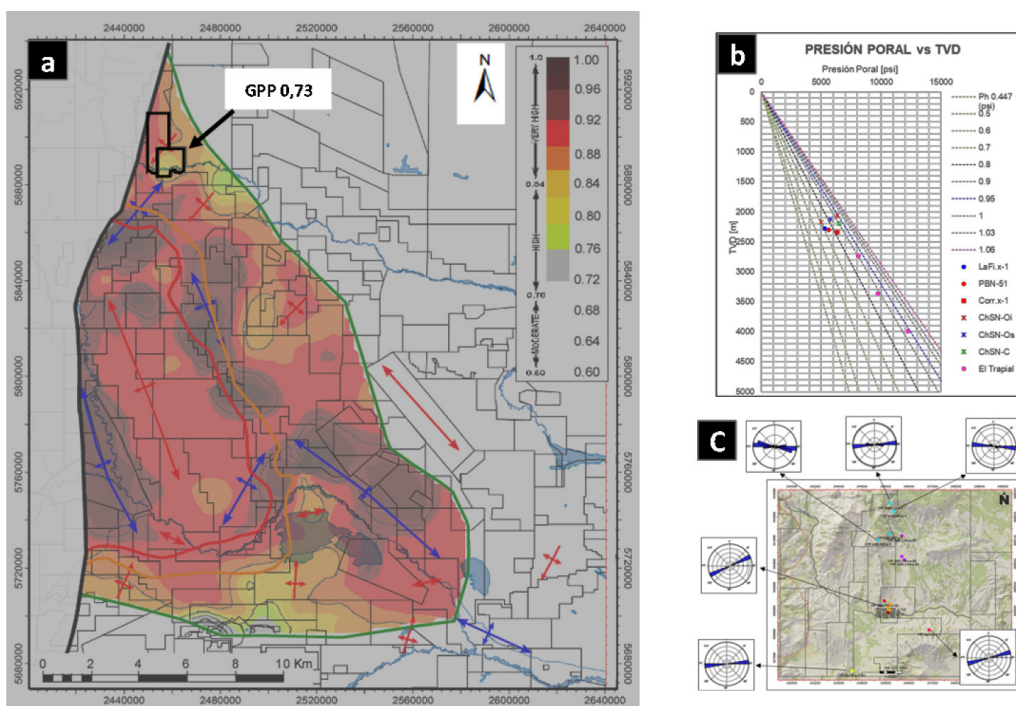


Figura 7. a) Distribución regional de Gradiente de Presión Poral (GPP). Tomado y modificado de Guerello *et al.* (2019) b) *Crossplot* Presión poral vs profundidad de los pozos de la zona de estudio. Tomado de Terán (2022) c) distribución de la dirección de los esfuerzos a partir de imágenes de pozos en la zona de trabajo. Tomado de Díaz (2019).

que sugieran barreras de crecimiento para las fracturas hidráulicas. La dirección de los esfuerzos horizontales, obtenida de *breakouts* en imágenes de pozo, es aproximadamente E-O, con una pequeña rotación local en las adyacencias a zonas de falla (Díaz 2019, Fig. 7c). En la Figura 7a se muestra la distribución regional de los gradientes de presión a nivel cuenca (Guerello *et al.* 2019) y en la Figura 7b se presenta un crossplot de GPP con respecto a la profundidad (Terán 2022).

Interpretación sísmica

La interpretación sísmica realizada en volúmenes 3D alcanza los 1.650 km². Además, se suma la interpretación de unas 55 líneas 2D, las cuales representan más de 1.000 km lineales. A partir de dicha interpretación se generaron mapas estructurales en tiempo y en profundidad del tope y base Vaca Muerta. En base a ella y al ajuste con datos de pozos se estableció que la profundidad de la base de esta unidad se encuentra entre 1.900 y 2.200 m en la zona noreste del área de estudio y entre 2.700 y 3.500 m en la zona sudoeste. También se generaron mapas isopáquicos, los cuales establecieron que los espesores aumentan desde el noreste hacia el sudoeste, desde unos 150 m en la zona de Cañadón Amarillo hasta más de 500 m al sur del río Colorado. En la Figura 8 se presenta un mapa estructural a la base de la Fm. Vaca Muerta y un mapa isopáquico de dicha unidad.

En general, la complejidad estructural de la zona que afecta a la Fm. Vaca Muerta aumenta en las adyacencias al Río Colorado, (Fig. 8). También hacia el oeste de la zona de estudio, en las cercanías del frente de la Faja Plegada y Corrida, se pueden identificar varias estructuras anticlinales, tales como El Piño, el Moro o La Senda, que han sido perforadas en el pasado con objetivo en la Fm Mulichinco y en el Mb Troncoso Inferior, las cuales tienen a la Fm. Vaca Muerta localizada en el núcleo de éstas. En la Figura 9a se muestra una sección sísmica compuesta que cruza la zona

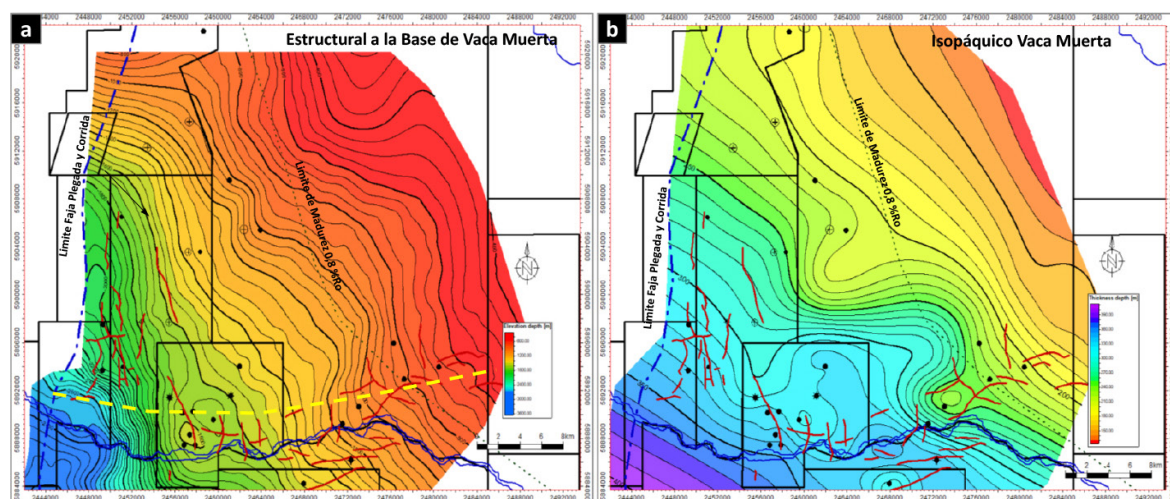


Figura 8. a) Mapa Estructural en TVDSS a la base de Vaca Muerta y b) mapa Isopáquico de toda la unidad. En rojo se indican las trazas de las fallas interpretadas. En línea punteada se observa la traza de ubicación de la sección sísmica de la Figura 9.

de estudio, en donde se puede ver la variación de espesor de Vaca Muerta desde el noreste hacia el sudeste, también es posible observar la complejidad estructural hacia el oeste-sudoeste. En la Figura 9b se presenta un corte regional SE-NO donde se observa la variación regional del espesor total de la Fm. Vaca Muerta coincidente con lo que muestra el mapa regional de espesores de la Figura 9c (Domínguez *et al.* 2020).

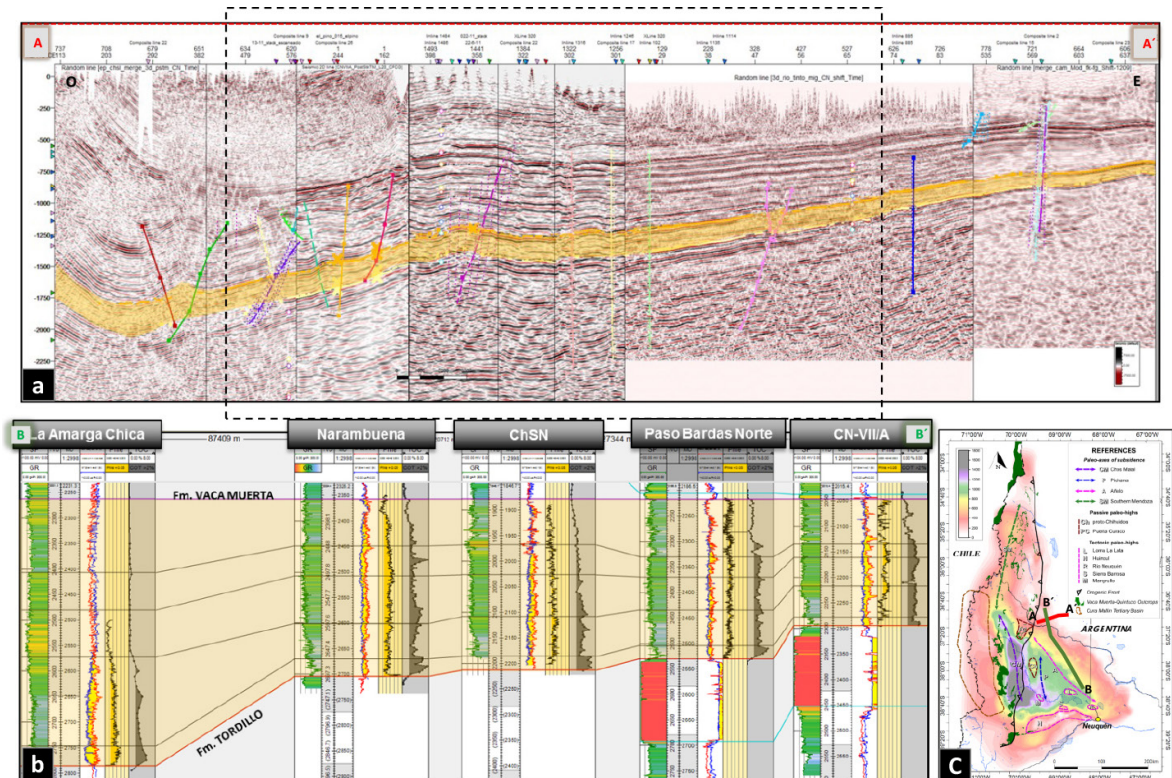


Figura 9. a) A-A' Sección N-S sísmica en tiempo O-E, en punteado se resalta el área de estudio. b) B-B' Sección regional estratigráfica S-N horizontalizada al tope de la Fm. Vaca Muerta. c) Mapa de espesor de Vaca Muerta para el intervalo Tithoniano a Valanginiano Inferior. Tomado y Modificado de Domínguez *et al.* (2020). Nótese el aumento de espesor desde el NO al SE.

En la zona sur se cuenta con el volumen Paso de las Bardas Norte 3D, al cual se le realizó una inversión de trazas (Spath *et al.* 2019). Este volumen tuvo como objetivo caracterizar sísmicamente la variación litológica de la Fm. Vaca Muerta, con el objetivo de identificar posibles niveles con mayor porosidad, los cuales están asociados a capas con mayor contenido de riqueza orgánica, que serían los a niveles de mayor potencial *shale*.

El volumen de impedancia P, obtenido mediante inversión acústica, permitió identificar e interpretar un nivel de baja impedancia P en la sección media de la Fm. Vaca Muerta y otro en la parte basal de Vaca Muerta, cercano de la cocina. En la Figura 10 se observa una extracción de amplitud sobre en uno de los niveles de mayor interés detectados en el volumen y una sección N-S donde se destacan los mejores niveles identificados a partir de la inversión acústica.

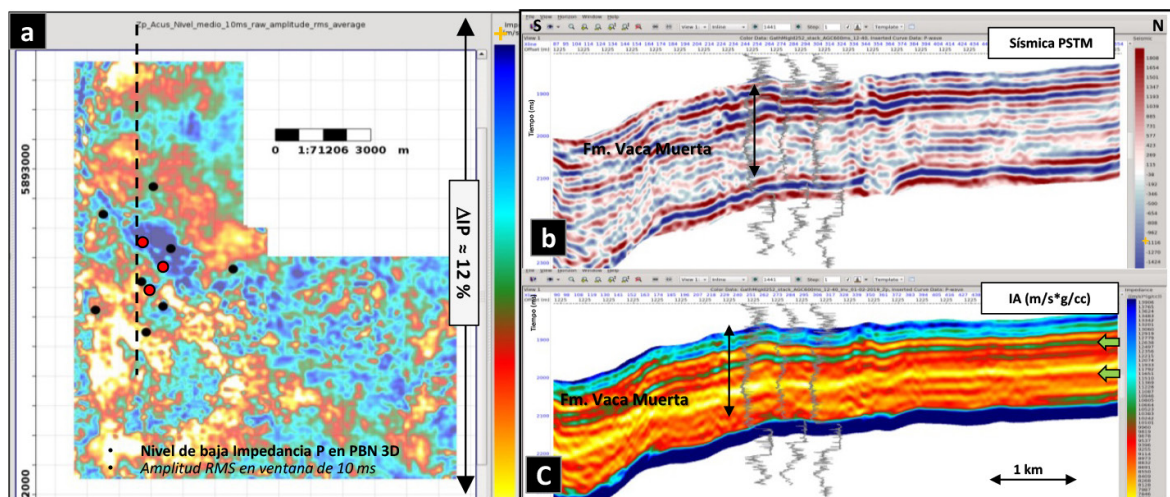


Figura 10. Inversión de trazas en el volumen 3D de Paso de las Bardas Norte. Se resaltan niveles de baja impedancia. Tomado y modificado de Spath *et al.* (2019). a) Extracción RMS de 10ms en la sección media-inferior de Vaca Muerta, donde los colores cálidos muestran bajos valores de impedancia P, los que estarían representando las mejores condiciones petrofísicas de dicho nivel. b) Sección sísmica S-N en amplitud. C) Sección sísmica S-N del cubo de impedancia, se resaltan 2 niveles de interés identificados con flechas verdes.

CONCLUSIONES

La incorporación de nuevos datos para la evaluación de la Fm. Vaca Muerta como reservorio no convencional, permitió generar mapas de las distintas propiedades de la roca madre, integrando la zona analizada al norte del Río Colorado con los mapas regionales de centro de cuenca.

La interpretación de los datos obtenidos indica que la Fm. Vaca Muerta presenta valores de Carbono Orgánico Total (TOC) superiores a 2% y que se encuentra en ventana de generación de petróleo, con valores de reflectancia de la vitrinita superiores a 0,8% Ro, constituyendo de este modo un potencial reservorio *shale oil*. La tendencia de los mapas generados de madurez muestra un aumento favorable de las propiedades en sentido sudoeste, mientras que, en la vertical, los valores más favorables se encuentran en los niveles inferiores, correspondientes a los denominados cocina y orgánico inferior.

El resto de los parámetros que comúnmente se utilizan para caracterizar reservorios no convencionales, como mineralogía, presión poral y espesor, también se encuentran dentro de los valores característicos de los objetivos de estos reservorios.

Con este estudio también se contemplaron los potenciales riesgos, los cuales deben asumirse en una etapa exploratoria para poder evaluar la unidad en este ámbito de la cuenca neuquina.

De este modo, se concluye que la interpretación regional realizada resultó en la ampliación de las potenciales fronteras exploratorias de la Fm. Vaca Muerta, revalorizando una amplia zona en el margen norte del río Colorado, la cual abarca un área de más de 800 km², dentro de la provincia de Mendoza.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecemos a Martín Fasola, Elanor Díaz, Claudia Terán, Federico Späth, Federico González Tomassini, Silvana Utge, Gabriela Goñi, Tomás D'Biassi, Fabián Domínguez, Leonardo Rodríguez Arias y Gustavo Pérez por sus valiosos aportes técnicos y a YPF S.A. por permitir la publicación del presente trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Díaz, E., 2019. Modelo Geomecánico isotrópico 1D en Paso Bardas Norte. YPF. Informe inédito.
- Domínguez, R. F., Leanza, H. A., Fantín, M., Marchal, D., Cristallini, E., 2020. Basin configuration during the Vaca Muerta times. En Minisini, D., Fantín, M., Lanusse Noguera, I. y Leanza, H. A. (eds.), *Integrated geology of unconventional: The case of the Vaca Muerta play, Argentina*. AAPG Memoir 121, pp. 141–162.
- Guerello, R., Martínez Lampe, J. M., Domínguez, R. F., Utge, S., Rincón M. F., Bouhier, J., Formento, G., Álvarez, L., Ponce, C., Gabin, D., Rosembat, A., 2019. Proyecto Vaca Muerta Remanente. YPF. Informe inédito.
- Spath, F. y Fantin, J., 2019. Caracterización sísmica de la Fm. Vaca Muerta mediante inversión de trazas en el Bloque Paso Bardas Norte, Cuenca Neuquina. YPF. Informe inédito.
- Terán, C., 2022. Modelo Geomecánico anisotrópico 1D, Río Colorado. YPF. Informe inédito.

