

ANÁLISIS DEL MIEMBRO PILMATUÉ DE LA FORMACIÓN AGRIO COMO RESERVORIO SHALE

Francisco Nicolás Seoane Borracer¹, Gastón Iovine¹, Rodolfo Guerello¹, Martín Fasola¹,
Santiago Periale¹, Ignacio Brisson¹, Marcio Armisen¹

1: YPF S.A. francisco.seoaneborracer@ypf.com, gaston.iovinepalafox@ypf.com, rodolfo.guerello@ypf.com,
martin.fasola@ypf.com, santiago.periale@ypf.com, ignacio.brisson@ypf.com, marcio.r.armisen@ypf.com

Palabras clave: Cuenca Neuquina, Miembro Pilmatué, Exploración, Reservorio *Shale*

ABSTRACT

The Lower Member of the Agrio Fm (Pilmatué Member) extends from the upper Valanginian to the lower Hauterivian and represents one of the 4 source rocks recognized in the Neuquén Basin. Its deposits correspond to a marine ramp environment and extend over 40,000 km², elongated in a north-south direction, within the Neuquén and southern Mendoza provinces. This interval has been regionally characterized by geochemical, petrophysical, geomechanical and geophysical analyses. Based on the regional studies, a 700 km² "*sweet spot*" area is defined, which mainly involves the Filo Morado, Corralera Sur, Corralera Noroeste, Curamched, Curamhuele y Fondo de La Legua II blocks (Huantraico sincline). The southeast sector of the Filo Morado block is defined as a favorable area for the start of exploration, not only because of the reservoir characteristics, but also because of the background provided by previously drilled wells. As a result, two intervals (NGB: bottom sources level - NGS: top sources level) within the Pilmatué Member of the Agrio Fm. has been defined and evaluated as an unconventional reservoir through three wells, two vertical and one horizontal. The three wells were discoverers with *oil* production.

INTRODUCCIÓN

La Cuenca Neuquina se ubica en el sector centro occidental de la República Argentina, y abarca la porción extra-andina de la Provincia del Neuquén, sur de la Provincia de Mendoza, el noroeste de la Provincia de Río Negro y el suroeste de la Provincia de La Pampa (Fig. 1). La serie sedimentaria está constituida por sedimentitas marinas, continentales y de transición, cuya evolución estuvo relacionada con la actividad del margen convergente que limitó el borde occidental de la placa Sudamericana durante el Jurásico y Cretácico. Cuenta con tres rocas madres de origen marino, Fm. Los Molles, Fm. Vaca Muerta y Fm. Agrio, y una cuarta roca madre de origen lacustre denominada Precuyo, la cual rellena hemigraben de edad Triásica superior a Jurásica inferior (Pángaro *et al.* 2002).

Este trabajo pretende realizar un resumen de los trabajos efectuados para la caracterización y evaluación del potencial como roca reservorio *shale*, de la roca madre más joven de la cuenca, la Fm. Agrio, más precisamente el Mb. inferior denominado Mb. Pilmatué (Valanginiense superior – Hauteriviense inferior).

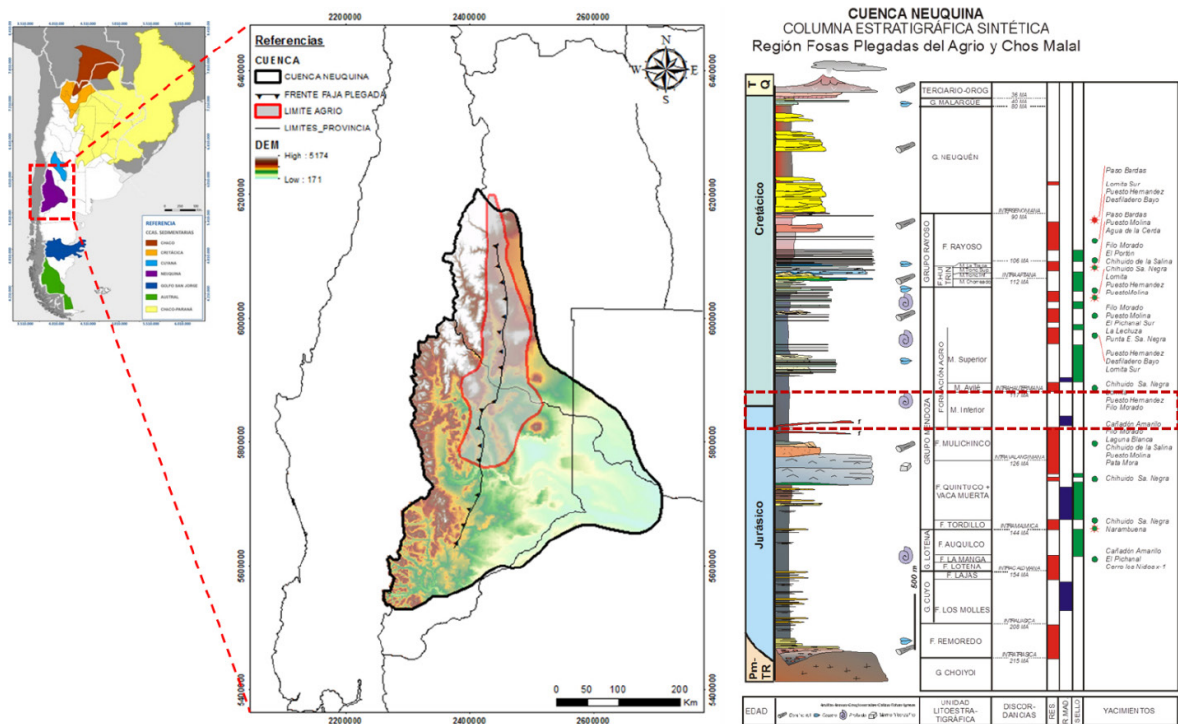


Figura 1. Ubicación y columna estratigráfica (tomado de Brisson y Veiga 1999).

Los primeros estudios de caracterización como reservorio no convencional del Mb. Pilmatué se remontan al año 2011, un año después de haberse perforado el primer pozo vertical a la Fm. Vaca Muerta y el primer pozo horizontal a la Fm. Los Molles ambos con objetivo *shale*. Recién en el año 2014, tres años después de iniciarse los estudios regionales de la Fm. Agrio se perfora el primer pozo vertical, mientras que a inicios del año 2018 se perfora el primer pozo horizontal, ambos en el bloque Filo Morado (Fig. 2). A la fecha, el Mb. Pilmatué solo ha sido evaluado como

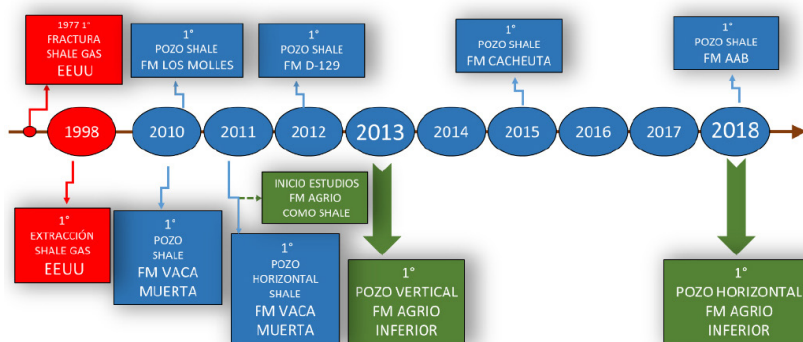


Figura 2. Eventos más importantes en la exploración de los *shales* en la Argentina.

reservorio no convencional únicamente a través de 2 pozos verticales, el Filo Morado.x-40ST y el Yapai.x-1001 (este último perforado por Madalena Energy) ambos con producción de petróleo y un pozo horizontal, el FMVM.x-1 también productor de petróleo.

En la Figura 3 se realiza una comparación de las principales características de las rocas madres - reservorios *shale* de la Argentina y de EE.UU., resaltándose las semejanzas observadas del Mb. Pilmatué con las unidades cretácicas de Inoceramus inferior (cuenca Austral, Argentina) e Eagle Ford (Western Interior Sea, EE.UU.).

	SHALE PLAYS													
	ARGENTINA								EEUU					
	AGRIO	VACA MUERTA	LOS MOLLES	INOCERAMUS	CACHEUTA	AGUADA BANDERA	D-129	LOS MONOS	BARNETT	HAYNESVILLE	MARCELLUS	EAGLE FORD	WOODFORD	FAYETTEVILLE
CUENCA	Neuquina	Neuquina	Neuquina	Austral	Cuyana	Golfo San Jorge	Golfo San Jorge	NOA	Fort Worth	Salt	Appalachian	Eagle Ford	Arkona	Arkona
EDAD	Cretácico	Jurásico tardío	Jurásico temprano	Cretácico	Triásico	Cretácico	Cretácico	Devónico	Mississippian	Jurásico Tardío	Devónico	Cretácico	Devónico	Mississippian
AREA PROSPECTABLE (Km ²)	8.000	30.000	10.000	20.000	800	7.800	7.600	5.400	13.000	23.000	250.000	5.000	20.000	23.000
PROFUNDIDAD (Km)	1.0-3.5	2.0-3.5	3.0-5.5	2.5-4.5	1.0 - >4.0	3.0 - >5.0	2.5 - >4.0	1.2 - >4.3	2.0 - 2.6	3.2 - 4.2	1.2 - 2.6	1.2 - 3	1.8 - 3.4	1.7
MADUREZ TERMICA (%)	0.6 - 1.2	0.8 - 2.6	1.0 - 4.0	0.85 - 1.6	0.7 - 0.9	1 - 3.0	1.2 - 3.2	0.6 - 2.2	0.85 - 2.1	1.2 - 2.4	0.9 - 5.0	0.8 - 1.6	0.7 - 4.0	2.0 - 4.5
COT ACTUAL (%)	2.0 - 5.0	2.0 - 8.0	1.0 - 4.5	1.5 - 2.0	1.0 - 18	1.0 - 4.0	0.5 - 2.5	1.0 - 2.0	3 - 12	0.5 - 4	2 - 13	2 - 8.5	3 - 12	2.0 - 10
POROSIDAD (%)	3 - 9	4 - 12	3 - 9	4 - 10	4 - 14	9 - 12	3 - 9	?	4 - 6	4 - 14	4 - 12	6 - 14	3 - 9	2 - 8
Vclay (%)	10 - 20	10 - 30	10 - 50	10 - 60	10 - 50	10 - 40	10 - 30	5 - 50	20 - 40	25 - 45	40 - 60	10 - 30	?	40 - 60
TIPO DE KEROGENO	II	II	II - III	II - III	I	I - II	I - II	II - III	II	III	II - III	II - III	II	II - III

Figura 3. Cuadro comparativo de los diferentes *shales* en la Argentina y en Estados Unidos. Modificado de Askenazi *et al.* (2013).

CARACTERÍSTICAS REGIONALES DE LA FM AGRIO (MIEMBRO PILMATUÉ)

Las sedimentitas marinas que constituyen buena parte del registro de la Fm. Agrio (Valanginiano tardío - Barremiano temprano) se presentan con amplia distribución en el subsuelo, así como en afloramientos de la Cuenca Neuquina. La acumulación de estos depósitos se produjo durante el estadio evolutivo de post-rift, coincidentemente con el desarrollo del arco magmático generado como resultado de un proceso de subducción de placas oceánicas proto-Pacíficas a lo largo del margen occidental de Gondwana. La Fm. Agrio se apoya mediante una importante superficie transgresiva de desarrollo regional sobre los términos clásticos (continentales, transicionales y marinos) de la Fm. Mulichinco, y es cubierta por los depósitos carbonáticos, clásticos y evaporíticos de la Fm. Huitrín (Lazo *et al.* 2009; Aguirre Urreta *et al.* 1999, 2005, 2007; Pazos *et al.*, 2007). Su mayor desarrollo y los más característicos afloramientos se registran a lo largo del sector andino (occidental) de la Cuenca Neuquina. El espesor de la Fm. Agrio es superior a los 1500 m en los sectores axiales del depocentro neuquino y su composición es predominantemente pelítica (lutitas, lutitas limosas, fangolitas y limolitas) con intercalaciones de sedimentitas carbonáticas (micritas, margas y carbonatos bioclásticos), areniscas y escasos conglomerados finos. El registro de la Fm. Agrio se divide en 3 miembros (Leanza y Hugo 2001) Los miembros Inferior (Mb. Pilmatué) y Superior (Mb. Arroyo de Mula) están característicamente constituidos por espesas

sucesiones de lutitas oscuras acumuladas en ambiente marino, entre las que intercalan areniscas y calizas. En la parte media de la sucesión estratigráfica aparece un conjunto de sedimentitas de ambiente continental conocidas como Mb. Avilé. Las facies marinas de la Fm. Agrio se consideran asociadas a un ambiente de rampa marina con lenta subsidencia, y acumuladas durante períodos transgresivos y de alto posicionamiento del nivel relativo del mar (Schwarz *et al.* 2021). Estas condiciones generales fueron interrumpidas por un episodio de brusca caída del nivel del mar que permitió la acumulación de las sedimentitas continentales del Mb. Avilé.

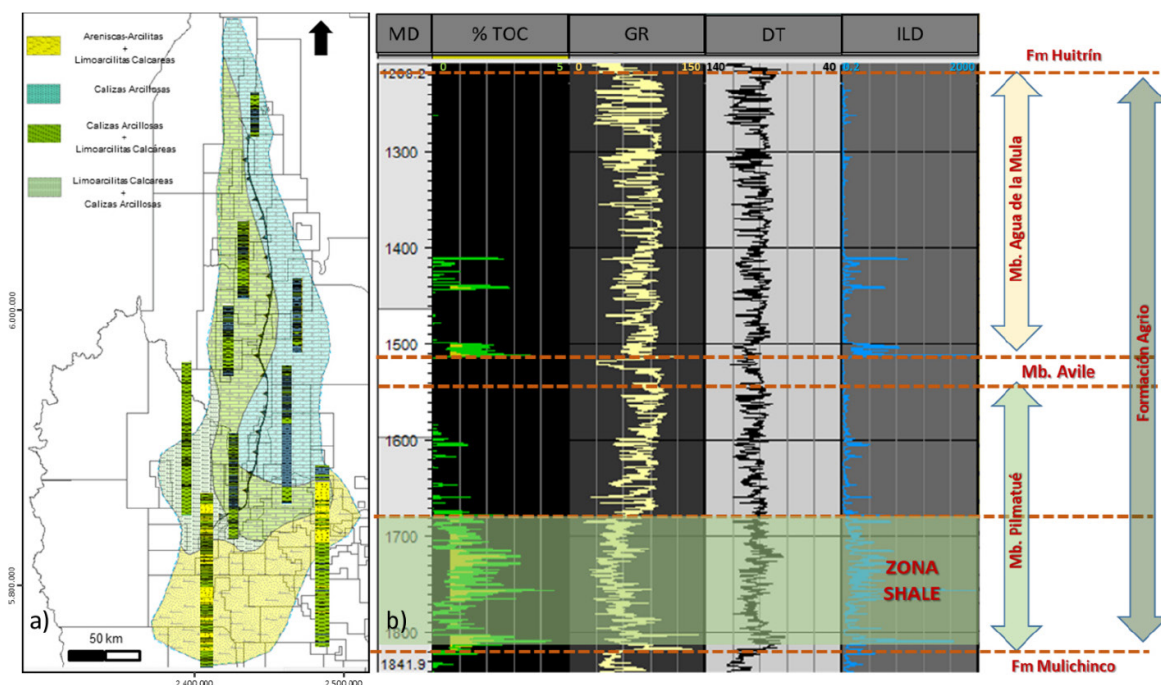


Figura 4. a) Distribución areal de la litología del miembro Pilmatué de la Fm. Agrio a lo largo de la Provincia del Neuquén y de Mendoza, b) ejemplo de un perfil genérico de la zona de interés *shale* del miembro Pilmatué.

El Mb. Pilmatué objetivo principal de este trabajo, se extiende a lo largo de 40.000 km², elongado en sentido norte-sur, abarcando parte de la Provincia del Neuquén y sur de Mendoza (Legarreta *et al.* 1991 y Uliana *et al.* 1999). Su espesor alcanza los 600 metros de potencia en el ámbito neuquino y entre unos 150 a 300 metros en el sur mendocino. Presenta las mejores facies como reservorio no convencional tipo *shale* en sus primeros 150 metros, conformados por facies margosas con alto contenido orgánico (Fig. 4b). La confección de diferentes cortes estratigráficos a lo largo de la cuenca permitió generar un mapa de facies del Mb. Pilmatué (Fig. 4a), en donde dependiendo de la posición en la cuenca, se distinguen cuatro litofacies. Mientras que en el sector suroeste domina el material silicoclástico fino a muy fino y de manera subordinada material carbonático, en el extremo norte predominan las calizas micríticas y margas. Entre las anteriores asociaciones, las litologías gradan de limoarcillas calcáreas a calizas arcillosas. Para la definición

de las características mineralógicas se realizaron numerosos estudios de Difracción de Rayos X (DRX) en donde se observó una predominancia de material carbonático (50-70 %) sobre el silicoclástico (20-40 %) y arcillas (10-20 %) (Fig. 5a). Cabe aclarar que a medida que se desplaza hacia el borde de cuenca aumenta el material silicoclástico, mientras que hacia el norte se observa un aumento del contenido de carbonatos (Fig. 5b). Una diferencia en el contenido de arcillas (aumento) se refleja en algunos pozos, la cual es atribuida principalmente a variaciones de lectura en los resultados obtenidos en distintos laboratorios.

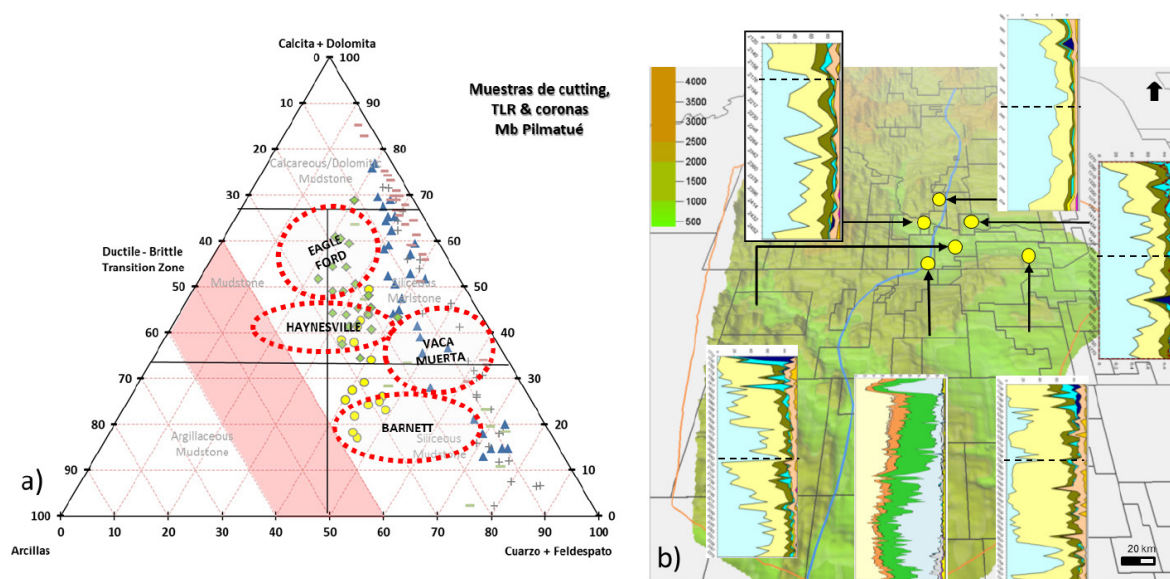


Figura 5. a) Diagrama ternario (Askenazi *et al.* 2013), b) distribución areal y vertical de análisis de difracción de rayo x (DRX) para la sección basal del Mb. Pilmatué.

En cuanto a las características geoquímicas se identificaron dentro de la sección basal del Mb. Pilmatué dos zonas con alto porcentaje de contenido orgánico total (mayor al 2% COT en promedio), “la cocina” o sección basal a la cual denominamos nivel generador basal (NGB), y el nivel generador superior (NGS) ambos separados entre 40 a 50 metros uno de otro. En la zona norte del sinclinal de Huantraico es donde mejor pueden identificarse estos 2 niveles, mientras que hacia el sureste el NGS desaparece y el NGB se adelgaza hasta finalmente desaparecer (Fig. 6). Como parte del flujo de trabajo también se realizaron mediciones y observaciones en afloramientos. En la zona del anticlinal de Pampa Tril, se observaron estructuras de tipo beef tanto para el NGB como para el NGS, dando la pauta de posibles zonas de sobrepresión en las pelitas generadoras del Mb. Pilmatué (Fig. 7a y b). A su vez en los afloramientos no se observaron fracturas que conectaran la Fm. Mulichinco con la base de la Fm. Agrio (Fig. 7c) (validado en los estudios de imágenes de pozo), disminuyendo, por lo tanto, el riesgo de interacción de fluidos entre ambas formaciones.

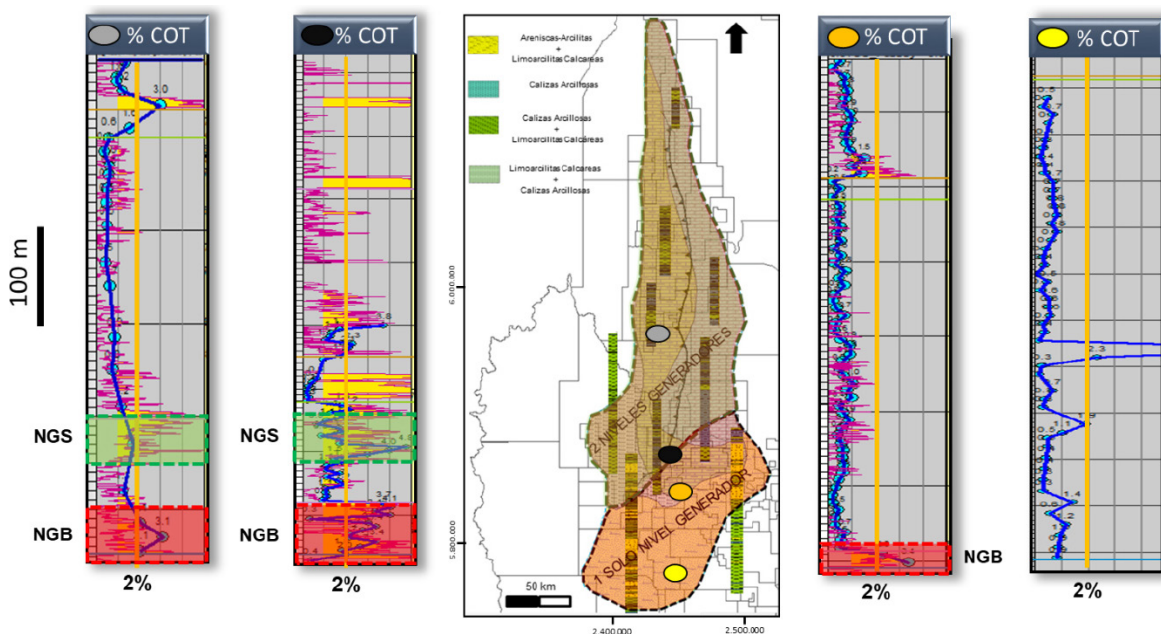


Figura 6. Distribución de los dos niveles generadores de la sección basal del Mb. Pilmatué.

Las organofacies obtenidas a partir de la petrografía orgánica de cutting indicaron una predominancia del material amorfo en la base del Mb. Pilmatué (NGB – NGS), mientras que hacia el tope se observarían dos grupos bien diferenciados. El primero, en concordancia con las facies principalmente silicoclasticas de pelitas e intercalaciones de areniscas en el sector sur, los cuales poseen una gran participación de material leñoso y carbonoso, asociado a las progradaciones del

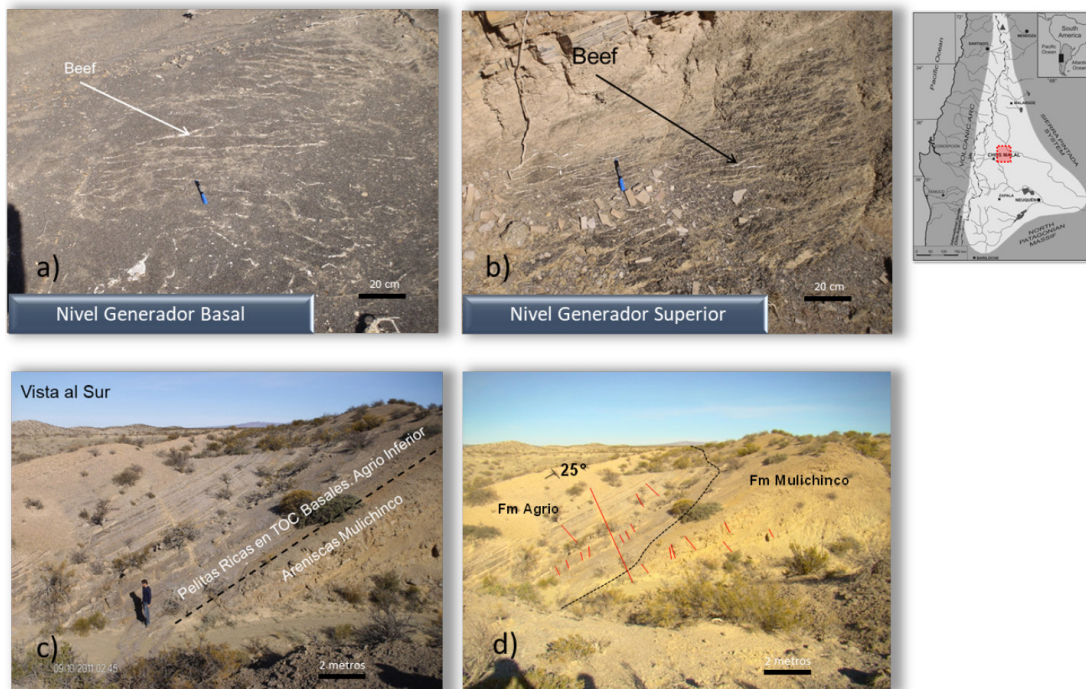


Figura 7. Afloramiento en la zona de Pampa Tril. a) Beefs asociado al nivel generar basal, b) beefs del nivel generador superior, c) contacto Fm. Agrio – Fm. Mulichinco, d) fracturas en el contacto entre la Fm. Agrio y la Fm. Mulichinco.

sistema depositacional y por lo tanto una proximidad al área de aporte. En el segundo grupo, hacia el norte y oeste, la participación de material leñoso y carbonoso disminuye, dominando casi exclusivamente el material amorfo, asociado a las facies predominantemente carbonáticas y pelíticas distales.

Finalmente, la integración de toda la información analizada, mapas de facies, caracterización geoquímica, mineralógica, petrofísica, mediciones de espesores y observaciones en afloramientos, permitieron concluir que el Mb. Pilmatué cumple con todos los requisitos para ser considerado como un reservorio no convencional de tipo *shale oil*. A su vez a partir del análisis de esta información se restringieron 2 áreas, la extensión máxima prospectable como reservorio *shale*, de 8.000 km² y un área de 700 km² definida como zona de *sweet spot* (Fig. 8).

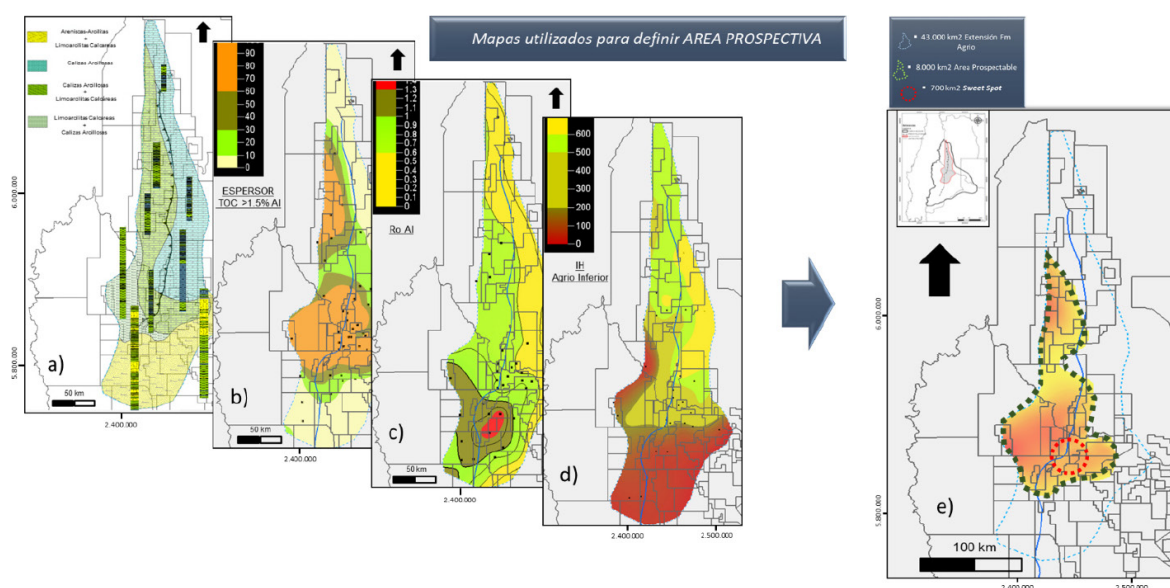


Figura 8. Mapas regionales utilizados para definir el área prospectable. a) Distribución areal de la litología del Mb. Pilmatue, b) mapa espesor %COT > 1.5, c) mapa de %Ro, d) mapa índice de hidrogeno, e) la conjunción de los 4 mapas anteriores permitió definir área prospectable de 8.000 km².

RESULTADOS DE LA CAMPAÑA EXPLORATORIA

Primera etapa exploratoria

A partir de todos los trabajos regionales mencionados anteriormente, se seleccionó un área *sweet spot* que involucra principalmente a los bloques de Filo Morado, Corralera y Curamhuele. Se definió al sector sureste del bloque Filo Morado como área favorable para dar comienzo a la exploración de la Fm. Agrio como reservorio *shale*, no solo por las características geológicas sino también por los antecedentes aportados por los sondeos previamente perforados (Fig. 9).

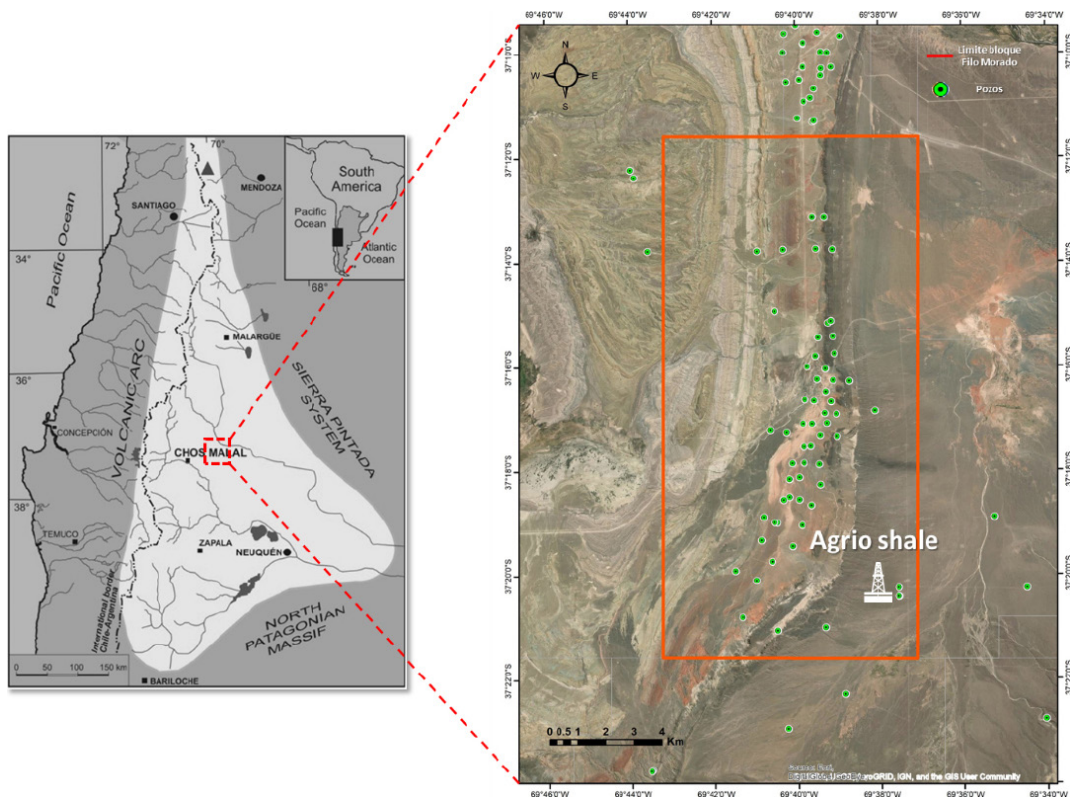


Figura 9. Ubicación del área seleccionada para el inicio de la exploración de la Fm. Agrio como reservorio *shale*.

La zona seleccionada cuenta con aproximadamente 140 km² de cobertura sísmica 3D y se encuentra a escasos kilómetros del frente no deformado de la Faja Plegada y Corrida Neuquina. En cuanto a las características geoquímicas, en este ámbito los espesores mayores al 2% de COT rondan entre los 90-100 metros, con rango de valores promedio de 2 - 2.5% para la parte basal del Mb. Pilmatué (Fig. 10a). Los porcentajes de COT actual se incrementan en el área desde el SE al NO, mientras que los valores de madurez térmica (%Ro) se incrementan en sentido NE - SO, alcanzando la ventana de generación de petróleo en el sector sureste del bloque (Fig. 10b).

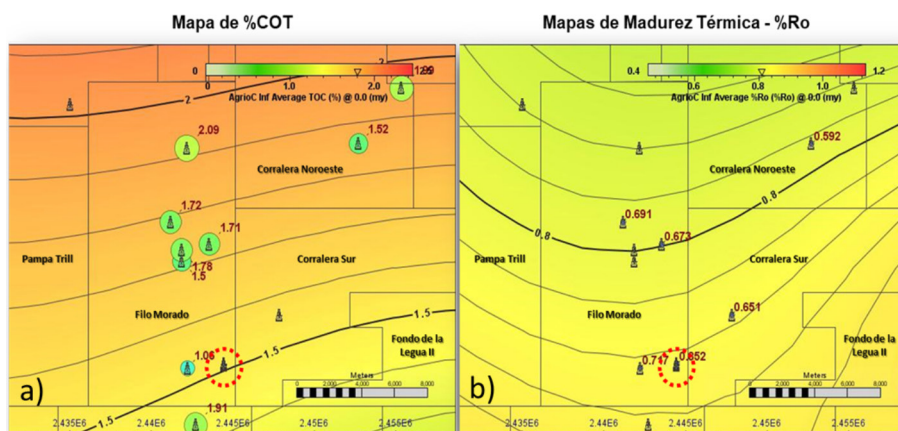


Figura 10. a) Mapa con la distribución de %COT, b) madurez térmica (%Ro) del Mb. Pilmatué para el área definida como *sweet spot*.

En noviembre del 2013 se da comienzo a la perforación del pozo vertical Filo Morado.x-40 (FM.x-40), primer pozo exploratorio con objetivo Agrio *shale*, el cual luego de presentar diferentes problemas operativos durante la perforación (*side track* durante la etapa intermedia y sucesivos aprisionamientos de las herramientas de perfilaje durante la etapa de aislación), logra alcanzar la profundidad de 3558 mbbp dentro de los niveles de la Fm. Quintuco.

Por ser el primer pozo exploratorio con objetivo Agrio *shale* se planificó una exhaustiva toma de información, la cual fue cumplida parcialmente debido a los problemas operativos previamente mencionados. En este sondeo solo se logró registrar en la zona de interés un *set* básico de perfiles.

A continuación, se resumen algunos de los estudios que fueron llevados a cabo con la información aportada durante la etapa de perforación.

Como parte de la evaluación de las propiedades geoquímicas se incluyó, el análisis e interpretación del gas del control geológico, el screening geoquímico tradicional realizados en recortes de rocas (%COT, pirólisis y análisis de petrografía orgánica) y el análisis de extractos de rocas y petróleos de producción, que incluyeron la determinación de densidad (°API), fracciones por tipos de hidrocarburos (saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos), presencia de metales a fines al petróleo (%S, Ni y V), análisis cromatográfico de petróleo entero (GC-FID) y biomarcadores e isotopos de las fracciones de Saturados y Aromáticos. La interpretación geoquímica realizada sobre las muestras de roca del Mb. Pilmatué en el pozo FM x-40 ST presentan los siguientes resultados (Fig. 11):

- % COT actual:

Los valores aumentan del tope hacia la base. En función de sus variaciones se reconocen dos zonas: Zona A, donde el % COT varía entre 0,5-1%, posee un patrón similar en todo el intervalo y se clasifica como una roca generadora pobre a mediocre. Zona B, donde el % COT varía entre 1-4%, se observan patrones internos de ciclos de preservación de la materia orgánica y se clasifica como una roca generadora buena a muy buena.

- Hidrocarburos (Pirólisis):

S1 (Hidrocarburos libres): existen evidencias de hidrocarburos libres en todo el intervalo analizado, siendo más importantes los valores en el sector medio a inferior del Mb. Pilmatué y el patrón de distribución copia los valores del contenido de carbono orgánico. S2 (Potencial de generación): los valores medidos permiten clasificarlo como pobre a muy buen potencial para seguir generando hidrocarburos; este parámetro copia también el patrón de variación del %COT.

S1/TOC (Indicador de madurez y productividad): Se observan 3 zonas de HC Producible (>100, según Jarvie *et al* 2012) contenidas en las zonas A y B.

- Madurez Térmica:

Tmax (pirólisis): la madurez alcanzada por el Mb. Pilmatué abarca desde los comienzos a la parte media de la ventana de petróleo.

HI (Índice de Hidrógeno): este índice nos muestra que se alcanzó la ventana de petróleo.
 %Ro (Reflectancia de Vitritina): Los valores medidos de este parámetro muestran que el Mb. Pilmatué alcanzó la etapa media a final de la ventana de generación de petróleo.

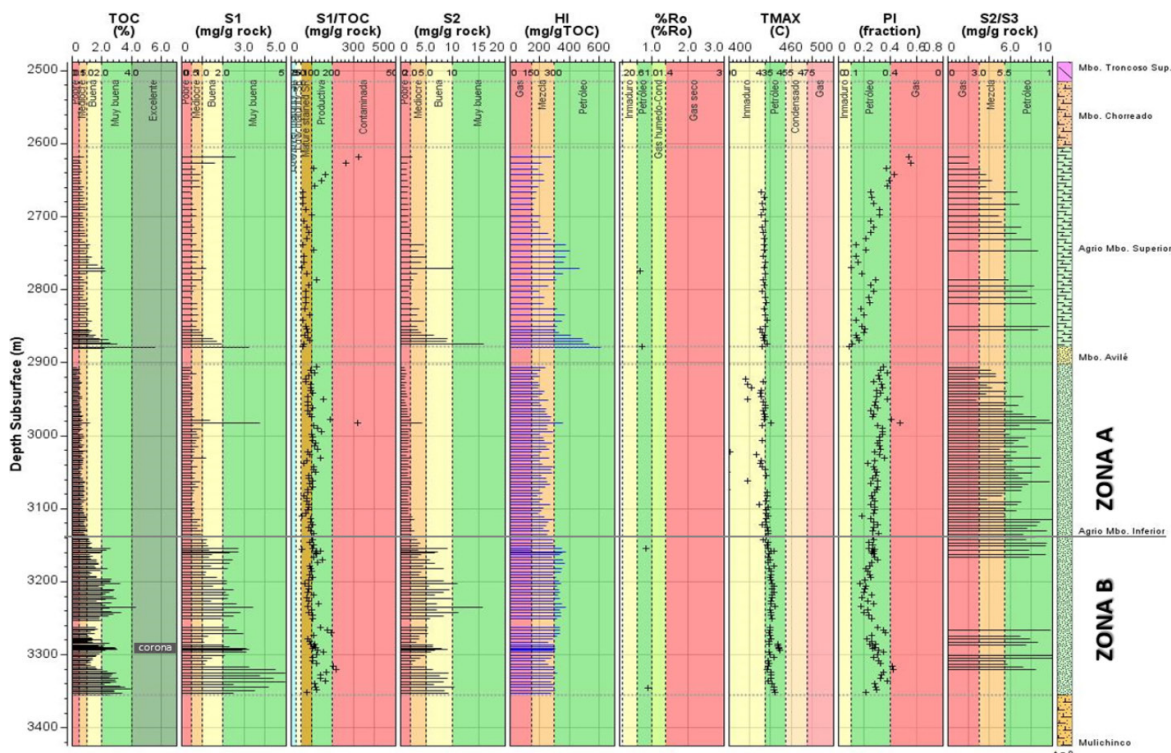


Figura 11. Perfil geoquímico del pozo Filo Morado.x-40ST.

En la planificación del muestreo, también se incluyó la perforación de una corona en la base del Mb. Pilmatué, la cual fue analizada siguiendo la misma metodología utilizada en los reservorios de la Fm. Vaca Muerta, incluyendo perfiles de radiación gamma, tomografías axiales, *heterogeneous rock analysis*, *scratch test* y estudios de geomecánica (Fig. 12).

En el intervalo de la corona analizado se identificaron dos facies, Facies 1: fangolitas, 0,78% y Facies 2: fangolitas calcáreas masivas, las cuales representan el 99,22% del intervalo coroneado. La facies de fangolitas calcáreas masivas corresponde a depósitos de sedimentación marina normal, hemipelágica, de baja energía, con fauna diversificada, con predominio de elementos bentónicos (foraminíferos, valvas de pelecípodos, amonites, equinodermos, espículas de esponjas, ostrácodos y microcrinoideos) sobre planctónicos (radiolarios, cocolitos), y bajo a moderado contenido de silicoclásticos, predominantemente tamaño limo. Estas partículas se encuentran asociadas con matrices mixtas, calcáreas y arcillosas, con participación de material silíceo. Para todo el intervalo estudiado se definió un ambiente general de rampa media a externa, con moderado arribo esporádico de material silicoclástico.

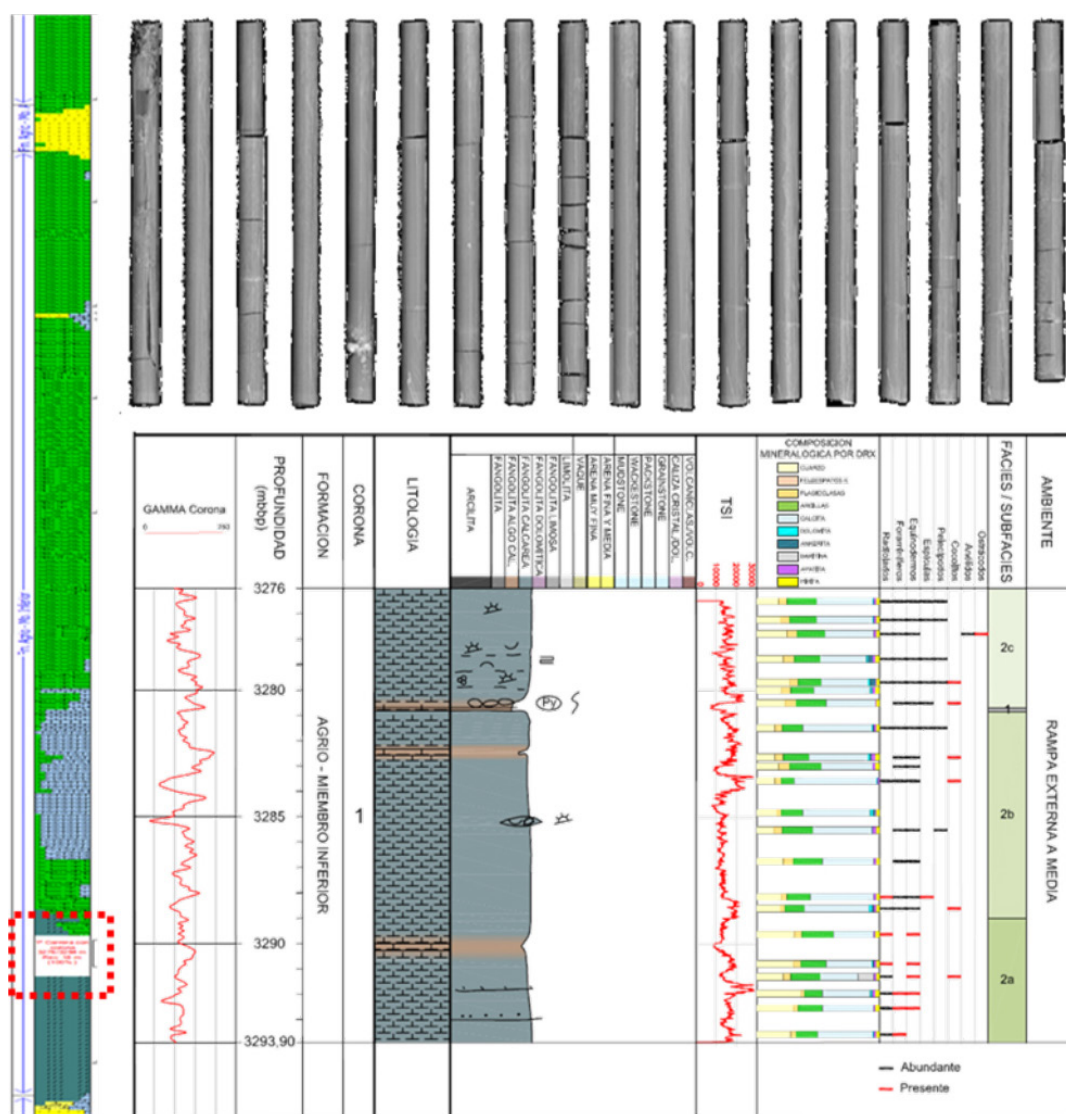


Figura 12. En el perfil litológico de la izquierda se observa el intervalo donde fue extraída la corona. En la parte superior puede observar la monotonía litológica del intervalo coroneado, predominando un 99,22% de fangolitas calcáreas masivas.

La observación de las muestras analizadas bajo el microscopio electrónico de barrido reveló el predominio de los poros interpartícula asociados principalmente a arcillas y cristales de calcita de la matriz. Se reconocen también poros interparticulares, vinculados a los bordes de granos rígidos en contacto con la matriz. Los poros intrapartícula, relacionados a granos esqueletales, cristales o silicoclásticos disueltos o bien a framboides de pirita, se presentan muy subordinados. Existe un dominio de nanoporos, con tamaño $<1 \mu\text{m}$, y subordinados criptoporos, que varían desde 1 a $4 \mu\text{m}$; sin embargo, dentro de este rango, predominan los tamaños $<3 \mu\text{m}$.

Los valores de porosidad y permeabilidad oscilan entre 1,94 y 3,82%, y 0,000078 y 0,000175 mD, respectivamente. El porcentaje de carbono orgánico total (%COT) varía entre 1,03 y 3,01%. La única discontinuidad estaría representada por la intercalación de las fangolitas de la facies 1.

Los resultados de difracción de rayos (DRX) en muestras de cutting muestran un aumento de sílice en la base del Mb. Pilmatué con contenido porcentual semejante entre arcillas y carbonatos. Luego un aumento de carbonatos hacia la parte media y disminución de sílice. En el intervalo del Mb. Pilmatué predominan las arcillas de tipo illita e interstratificados de illita - esmectita sobre la caolinita (40-40-20).

A partir de todos los estudios previamente realizados se planifica la estimulación hidráulica, para la cual se definen en total cinco intervalos a fracturar, cuatro de los cuales corresponden a niveles netamente *shale* y uno a un nivel de areniscas calcáreas (Fig. 13). Este último se incluye debido a que durante la perforación el pozo comienza a manifestarse con presencia de petróleo en zaranda y aumento del background de gas.

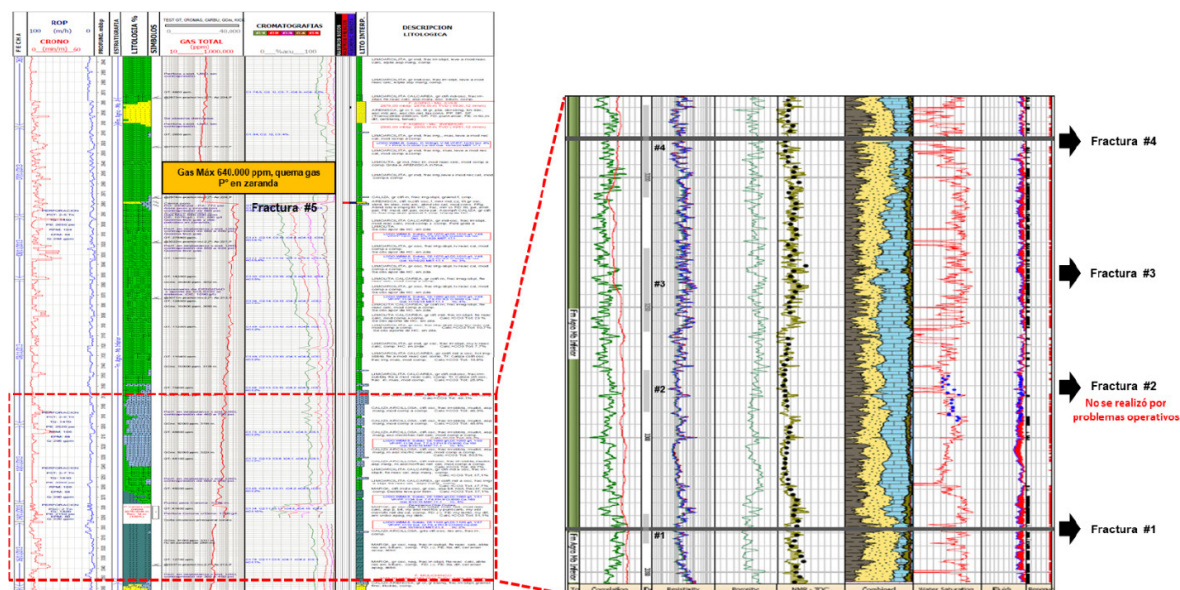


Figura 13. Resumen etapa de perforación y terminación del pozo Filo Morado.x-40 ST.

Finalmente, durante el mes de julio del 2014 se realiza la terminación del pozo y durante el mes de agosto se da comienzo al ensayo extendido el cual se extiende durante un período de 45 días. Los valores de producción inicial fueron (orificio 3 mm): Pd: 366,14 kg/cm², Qoi: 90,26 m³/d, Qgi: 5.256 m³/d y Qwi: 66,5 m³/d.

Segunda etapa exploratoria

Durante el primer trimestre del año 2018 se decide perforar el primer pozo horizontal a la Fm. Agrio (Mb. Pilmatué). La planificación de la operación consistía en perforar con un equipo de skidding dos pozos a 300 m de distancia hacia el sur de la ubicación del pozo FM.x-40ST, con una diferencia entre ambas bocas de pozo de 25m (Fig. 14). Uno de los pozos evaluaría a la Fm. Agrio

(Mb. Pilmatué) y el otro pozo a la Fm. Vaca Muerta ambos como reservorios no convencionales tipo *shale*. El sondeo geonavegaría *up-dip*, planificando correr LWD para definir el *landing point* y realizar *geosteering* con GR azimuthal y resistividad.

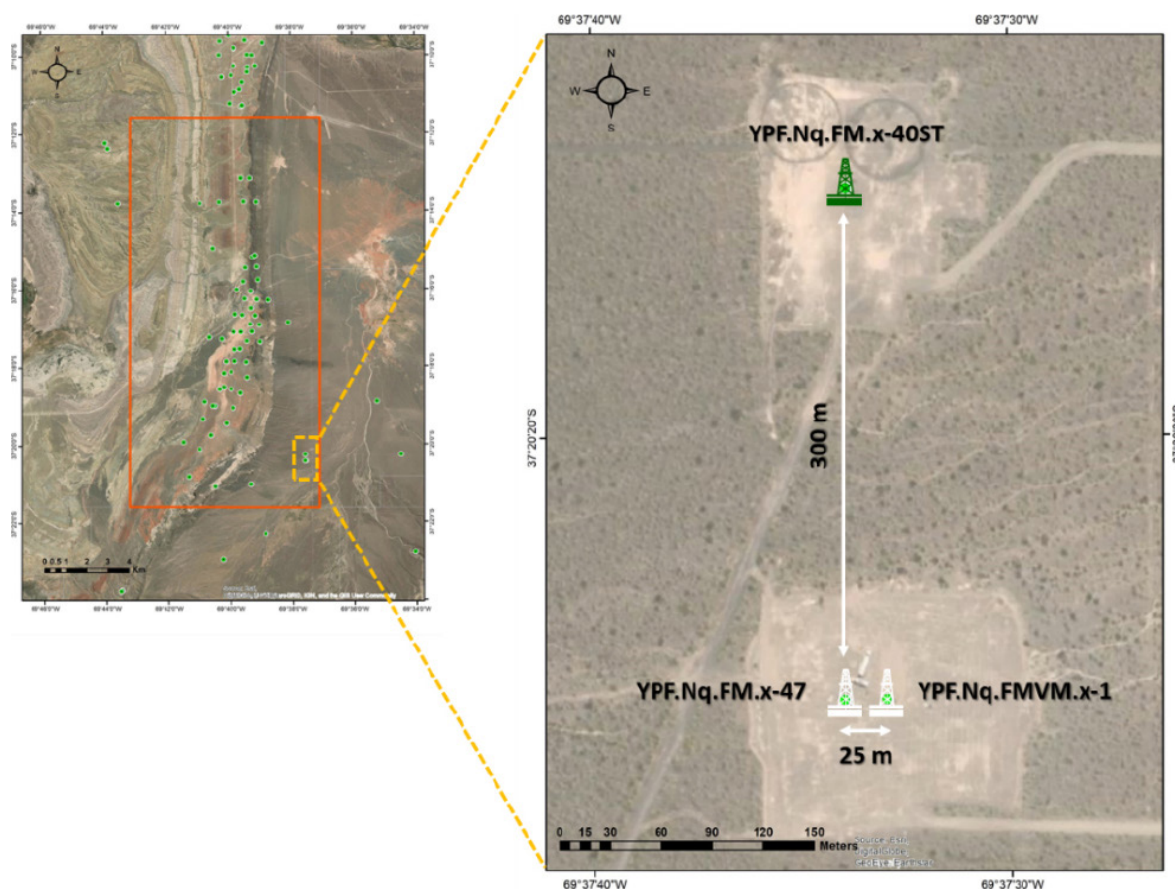


Figura 14. Perforación del primer pozo horizontal con objetivo *shale* en la Fm. Agrio inferior (Mb. Pilmatué).

Como parte de los trabajos realizados para la perforación de esta propuesta se llevó a cabo una caracterización sísmica, la cual consistió en la estimación de atributos sísmicos, la realización de un cubo de gradiente de presión poral (GPP) y un cubo de presión poral (PP) (Fig. 15b). A partir de los diferentes atributos sísmicos para el nivel de navegación se pudo inferir la ausencia de fracturas y/o fallas en el entorno del intervalo a navegar (validado posteriormente a través de las imágenes de pozo). Desde el punto de vista estructural, el sector oriental del bloque Filo Morado es un suave monoclin al ascendente hacia el sur y hacia el antepaís, mientras que la zona más estructurada se localiza mucho más al oeste revelada por los valores altos de discontinuidad sísmica (tonos oscuros de la escala) (Fig. 15c). De la superposición de la variación de espesores del intervalo del Mb. Pilmatué, el análisis de discontinuidades, los mapas de caracterización geoquímica, los mapas de atributos sísmicos y de geopresiones, se procedió a la selección de la ubicación de la propuesta.

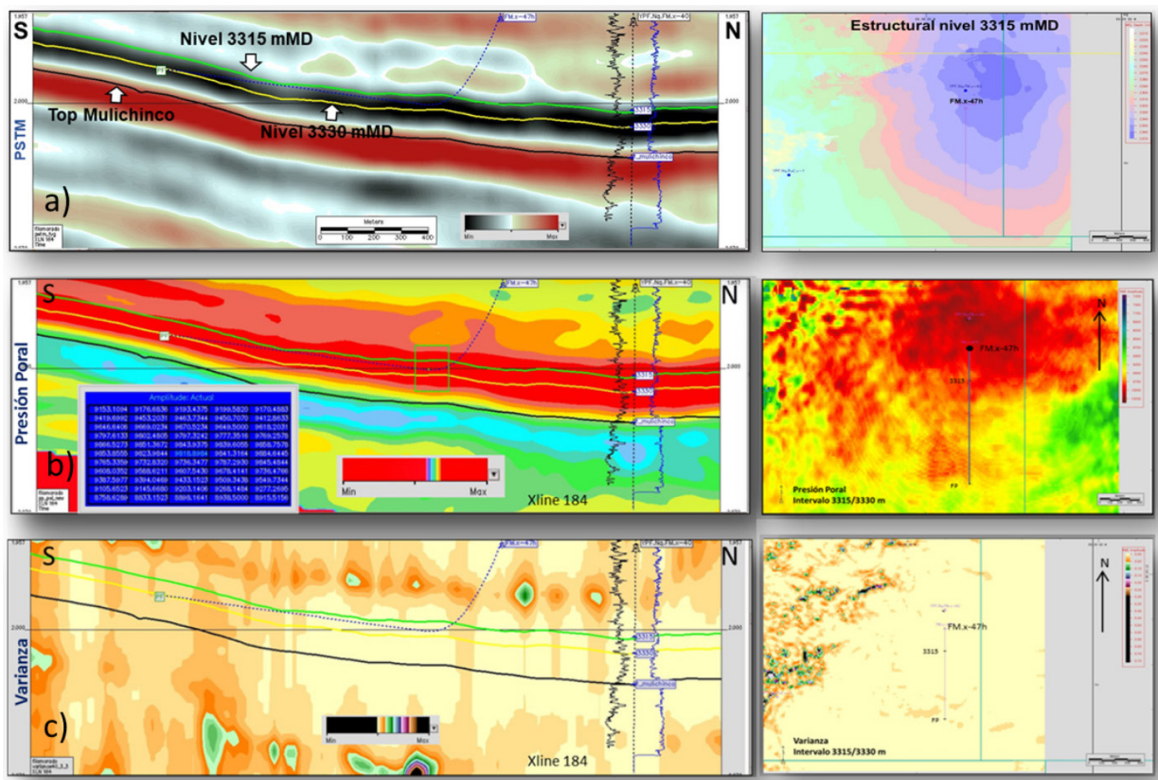


Figura 15. Cortes sísmicos y mapas en planta de los diferentes cubos utilizados. a) Cubo sísmico - pstm, b) cubo de presión poral y c) cubo de varianza.

A partir de la interpretación de las imágenes de pozo (obtenidas durante la perforación del piloto vertical realizado para la Fm Vaca Muerta) se determina para la estratificación de todo el tramo interpretado una dirección azimuth con moda de 25.1° , con un ángulo de buzamiento de 2.45° . El número de fracturas interpretadas fue bajo, registrándose 1 fractura parcialmente abierta, 16 fracturas cerradas, con direcciones de rumbo NO - SE para las fracturas cerradas y NNO - SSE para la fractura abierta. El ángulo de buzamiento del conjunto de fracturas naturales posee una moda de 38° , con dispersiones entre los 12° y 77° . Los valores de breakouts mostraron una dirección de 175° - 355° , obteniéndose un posible Máximo Esfuerzo Horizontal de 85° - 265° .

Con el nuevo *set* de perfiles obtenidos del piloto vertical a Vaca Muerta se realizó un nuevo análisis geomecánico para la determinación de los parámetros elásticos, mecánicos y esfuerzos actuales en la columna litológica de interés, con el objetivo de determinar la ventana de perforación y recomendar el punto de aterrizaje y navegación. En base a las calidades de reservorio y de terminación se definen dos posibles zonas a navegar, una ubicada en la parte basal del Mb. Pilmatué (NGB, la cual fue perforada y testeada) y una segunda zona ubicada a 100 m inmediatamente por encima (NGS).

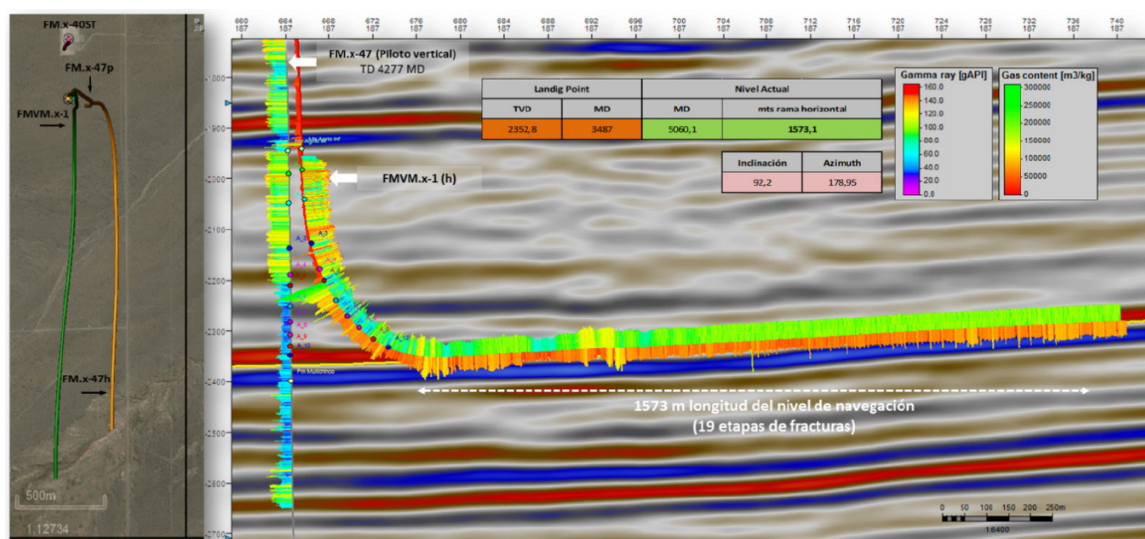


Figura 16. a) Imagen satelital con la trayectoria del pozo horizontal FMVM.x-1(h) que evaluó la base del Mb. Pilmatue, b) corte sísmico donde se observa la longitud de la rama horizontal de 1573 m a lo largo de la cual se realizaron las 19 etapas de fracturas.

Finalmente, en diciembre del 2018 se da comienzo a la etapa de perforación del pozo horizontal. Durante la fase de perforación fue necesario la realización de dos *side tracks* para llegar a la TD final del pozo en 5061 mbbp, alcanzando una rama horizontal efectiva de 1.573 m de largo dentro de la base del Mb. Pilmatué (Fig. 16). El pozo fue terminado durante los meses de abril y mayo de 2019, realizándose 19 etapas de fractura y un ensayo extendido por un período de 50 días en donde los valores de producción inicial fueron los siguientes (orificio 3 mm): Pd: 346,2 kg/cm², Qgi: 3.438 m³/d, Qoi: 49,8 m³/d, Qwi: 73,2 m³/d.

CONCLUSIONES

Los trabajos regionales de caracterización geológicas del Mb. Pilmatué, han permitido acotar arealmente la zona con mayor prospectividad exploratoria (sinclinal de Huantraico: bloques Filo Morado, Corralera Sur, Corralera Noroeste, Curamched, Curamhuele y Fondo de La Legua II), y a su vez lograr tener un mejor entendimiento de sus propiedades como reservorio no convencional tipo *shale oil*. A la fecha solo dos compañías han perforado pozos exploratorios no convencionales con objetivo Fm. Agrio (Mb. Pilmatué), las cuales han tenido como resultado producción de petróleo. La Fm. Agrio como reservorio no convencional tipo *shale* se encuentra en un estado inmaduro respecto a su conocimiento por lo que todavía queda un amplio camino por recorrer.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a YPF S.A por la información brindada y por permitir la publicación de los datos.

REFERENCIAS CITADAS

- Aguirre Urreta, M.B., Concheyro, G.A., Lorenzo, M., Ottone, E.G. y Rawson P.F. 1999. Advances in the biostratigraphy of the Agrio Formation (Lower Cretaceous) of the Neuquén Basin, Argentina: ammonites, palynomorphs and calcareous nanofossils. *Palaeogeography, Palaeoecology and Palaeoclimatology* 150:33-47.
- Aguirre Urreta, M.B., Rawson, P.F., Concheyro, G.A., Bown, P.B. y Ottone, E.G. 2005. Lower Cretaceous biostratigraphy of the basin. En Veiga, G.D., Spalletti, L.A., Howell, J.A. Schwarz, E. (Eds.): *The Neuquén Basin: A case Study in Sequence Stratigraphy and Basin Dynamics*. Geological Society Special Publication 252: 57-81. Londres.
- Aguirre Urreta, M.B., Amaro Mourgues, F., Rawson, P.F., Bulot, L.G. y Jaillard, E. 2007. The lower Cretaceous Chanarcillo and Neuquén NAdean basins: ammonoid biostratigraphy and correlations. *Geological Journal* 42: 143-173.
- Askenazi A., Biscayart P., Cáneva M., Montenegro S. y Moreno M. 2013. Analogía entre la Formación Vaca Muerta y *Shale Gas/Oil Plays* de EEUU. SPE Argentina - 1er Concurso de Jóvenes Profesionales de la SPE de Argentina.
- Brisson, I. y Veiga, R., 1999. Gira de campo, Cuenca Neuquina. YPF, informe inédito.
- Jarvie, D. M., 2012, *Shale* resource systems for oil and gas: Part 2—*Shale-oil* resource systems, in J. A. Breyer, ed., *Shale* reservoirs—Giant resources for the 21st century: AAPG Memoir 97, p. 89–119.
- Lazo, D.G., Concheyro, A., Ottone, E.G., Guler, M.V. y Aguirre Urreta, M.B. 2009. Bioestratigrafía integrada de la Formación Agrio en su localidad tipo, Cretácico Temprano de la Cuenca Neuquina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 65: 322-341.
- Leanza, H.A., Hugo, C.A. (2001) Hoja Geológica Zapala, Hoja 3969-I. Servicio Geológico Minero Argentino, Boletín 275, Buenos Aires, pp 1-128.
- Pángaro, F., Corbera, R., Carbone, O. y Hinterwimmer, G. 2002b. Los reservorios del Precuyano. En M. Schiuma, G. Hinterwimmer, y G. Vergani (Eds.), *Rocas Reservorio. 5° Congreso de exploración y desarrollo de hidrocarburos*. pp. 229-254
- Pazos, P. J., Comerio, M., Fernández, D. E., Gutiérrez, C., Estebenet, M. C., & Heredia, A. (2020). Sedimentology and Sequence Stratigraphy of the Agrio Formation (Late Valanginian-Earliest Barremian) and the Closure of the Mendoza Group to the North of the Huincul High. In: *Opening and Closure of the Neuquén Basin in the Southern Andes*, p. 237–265.
- Schwarz, E., Finzel, E.S., Veiga, G.D., Rapela, C.W., Echevarria, C., and Spalletti, L.A., 2021, U-Pb geochronology and paleogeography of the Valanginian–Hauterivian Neuquén Basin: Implications for Gondwana-scale source areas: *Geosphere*, v. 17, no. 1, p. 244–270.